

**DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE ANALISE
DE AVARIAS EM GASODUTOS DE GAS NATURAL
E SUAS IMPLICAÇÕES EM MANUTENÇÃO**

José António da Rocha Almeida Soares



Universidade do Porto

FEUP Faculdade de
Engenharia

Porto, 2008



Universidade do Porto

FEUP Faculdade de
Engenharia

DESENVOLVIMENTO DE UM SISTEMA DE ANÁLISE DE AVARIAS EM GASODUTOS DE GAS NATURAL E SUAS IMPLICAÇÕES EM MANUTENÇÃO

José António da Rocha Almeida Soares

Mestre em Manutenção Industrial
pela Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

Tese submetida a avaliação para a obtenção
do grau de Doutor em Engenharia Mecânica

Orientador **Professor Doutor Luís Andrade Ferreira**, FEUP

Co-orientador **Professor Doutor Francisco Queirós e Melo**, UA

Porto, 2008

Dedicatória

*Á Isabel e aos nossos filhos Ana e Jaime,
Ao meu Pai e minha Mãe.*

*Para ser grande, sê inteiro,
Nada teu exagera ou exclui.
Sê todo em cada coisa,
Põe quanto és no mínimo que fazes...*

Fernando Pessoa

Agradecimentos

Á vida, e àqueles que passam fazendo-a valer a pena.....

Ao *Professor Doutor Luís Andrade Ferreira* da *FEUP*, o meu agradecimento e admiração pelo desafio de investigação que me lançou, pelas competências científicas que possui e que procurou transmitir-me ao longo de toda a sua orientação, nesta dissertação.

A sua disponibilidade, o seu incentivo, a sua confiança e o seu apoio contribuíram para a conclusão deste trabalho de investigação.

Ao *Professor Doutor Francisco Queirós e Melo da UA*, um agradecimento e admiração, pelas competências científicas que possui e que procurou transmitir-me através da sua co-orientação, na minha caminhada científica, com o seu precioso auxílio, múltiplos estímulos e disponibilidade para as minhas solicitações no decorrer do trabalho de investigação, reportado na presente Tese.

Ao *Doutor Elias da Costa e Engenheiro Carvalho Netto* da *TRANSGAS*, um agradecimento e admiração, pela visão estratégica na condução deste importante Projecto Energético, que muito influenciou a minha decisão de investigação nesta área.

Aos *Engenheiros Luís Ferreira e Paulo Ferreira* da *REN-Gasodutos (ex-TRANSGAS)*, pelo acolhimento que me foi concedido, e por me terem proporcionado importante documentação técnica, e disponibilidade na monitorização de dados, nas inspecções no terreno do Gasoduto de Transporte de *GN* Português.

Aos *Engenheiros Dias Miranda e Maia Rito* do *ISQ*, pelo acolhimento que me foi concedido, os meios disponibilizados e, desde o primeiro instante, por me terem feito sentir ainda membro do *ISQ*, onde nos últimos anos passei grande parte do meu tempo.

*Aos Engenheiros **Dias Lopes, Correia da Cruz, Pedro Ramos e Alexandre Levy** do ISQ, o meu sincero agradecimento pelo excelente ambiente de trabalho de investigação, e pelas discussões científicas que em muito contribuíram para a concretização deste trabalho.*

*Ao Engenheiro **Abel Lopes** da *BJ Pipeline Inspection Services*, gostaria de expressar a minha gratidão pela constante actualização de informação internacional e envolvimento no desenvolvimento de parcerias de investigação internacional conjunta.*

*Ao Professor **José Sobral** do ISEL, o meu muito obrigado por todo o apoio, colaboração, amizade, pelas inúmeras discussões científicas que muito proporcionaram a concretização deste trabalho.*

Desenvolvimento de um Sistema de Análise de Avarias em Gasodutos de Gás Natural GN e suas Implicações em Manutenção

RESUMO

Os Gasodutos *pipelines*, como estruturas metálicas soldadas e enterradas, são susceptíveis a defeitos nos materiais e nas soldaduras dos tubos que os compõem. Estas estruturas, sujeitas a eventuais carregamentos externos, podem potenciar o aparecimento de fracturas e a sua consequente propagação, de forma a afectar a integridade estrutural do *pipeline*, localmente ou em extensões de difícil detecção, e assim reduzir o seu Ciclo de Vida.

Vários trabalhos têm sido desenvolvidos, no tratamento de fenómenos de fadiga e fractura em estruturas metálicas, porém nos *pipelines*, ainda há importante trabalho a desenvolver em metodologias que permitam optar, pela abordagem adequada no estudo do problema configurado pela; detecção e caracterização de fracturas na tubagem, originadas por carregamentos externos e potenciadas por fenómenos de corrosão ou deslizamento de terras onde o *pipeline* se encontra *enterrado*.

Para alcançar esse objectivo, foi feita pesquisa em literatura internacional, que foca o estado da arte em procedimentos e aplicação de técnicas de engenharia mecânica, que melhoram a fiabilidade destas estruturas, durante o seu Ciclo de Vida.

O presente trabalho foca metodologias de análise e avaliação de situações de Risco de avarias, potenciadas por fracturas originadas por carregamentos externos, num Modelo em laboratório e monitorização real no terreno: um *pipeline* de transporte de GN.

Foram realizados num Modelo mecânico, testes experimentais de análise de tensões, caracterizados e interpretados os resultados obtidos, em conformidade com os procedimentos da mecânica da fractura. Em conjunto com a aplicação de ferramentas teóricas numéricas de simulação, estabeleceu-se de forma integrada, uma Metodologia de detecção, análise e caracterização de defeitos potenciadores de situações de Risco de avarias em *pipelines*.

Os exemplos são apresentados e discutidos, permitindo tirar conclusões e propor soluções aos Operadores de *pipelines*, assentes em metodologias de engenharia mecânica, integradas no Programa de Manutenção através da inspecção e monitorização da integridade estrutural de *pipelines*, que garantam a Disponibilidade do Sistema.

O tratamento deste problema é complexo, devido á interligação de variáveis que podem ocorrer em simultâneo, e configurarem situações de Risco que potenciem o colapso estrutural do Sistema, afectando a Segurança, que em termos humanos, ambientais e económico, lamentavelmente há um histórico conhecido, á escala Global.

PALAVRAS-CHAVE

Pipeline, Integridade, Mecânica da Fractura, Inspecção, Modelo Mecânico, Testes experimentais, Simulação numérica, Análise de Avarias, Manutenção, Gestão de Risco, Segurança e Disponibilidade.

Development of failure analyses system in natural gas Pipelines and its implication in Maintenance

ABSTRACT

The aim of this work is to develop and to present a failure analyses system in natural gas pipelines and its implication in Maintenance.

The two common causes of failure in onshore natural gas transmission pipelines are external interference (mechanical damage by external loads) and external corrosion.

External interference damage usually results from an incident such as accidental contact with the pipeline of earth moving equipment, agricultural equipment or dropped objects. It can occur during construction or operation and most often takes the form of dents, gouges or both. While plain dents are not necessarily problematic, dents that contain gouges (metal loss defects) can be severe, reducing the failure pressure. Combined dents and gouges can have short fatigue lives.

External corrosion is a time dependent process that depends on the chemical environment of the pipeline, such as: soil properties, humidity and other similar factor all of which can vary along the length of pipeline. External coatings, cathodic protection systems and condition monitoring are used to reduce the severity of external corrosion.

Other less frequent causes of pipeline failure include construction defects, welding defects in the seam or girth welds, stress corrosion cracking, earth movements, and materials defects. Some of these issues are dealt with through adequate Management Maintenance, Operational and Auditing procedures.

Special emphasis is given to the development and implementation of an Experimental Mechanical Model based on a Laboratory pipe Prototype, submitted to concentrate external loads.

The solid finite elements were applied and the results obtained illustrate a satisfactory agreement between the numerical simulation and the experimental data, presenting a stability performance of material strength characteristics pipe response.

This work, however, focused on failure under static load conditions. Protection from external interference damage can be provided by reducing the probability of a damage event occurring through such measures as Maintenance with a Risk-based Inspection Program.

To use Risk assessment for pipeline Integrity Management it is focuses on identifying whether hazards are random (e.g. third party mechanical damage) or time dependant (e.g. corrosion), and then either estimating a time to failure or a probability of occurrence.

The aim of the proposed pipeline failure analysis throw a Maintenance Methodology is to maintain an acceptable and consistent probability of failure of the pipeline.

Assuming that, the probability of failure depends on the inspection interval. So the method aims to find the inspection interval that gives an acceptable failure probability, and the failure probability depends on the acceptable Risk level, which in turn depends on the consequence of failure.

Finally the objective of this investigation work will be accomplished presenting this Maintenance Program to the Pipeline Operators/Owners, in order to reduce the probability of failure and their consequences.

KEYWORDS

Pipeline, Integrity, Fracture Mechanics, Inspection, Mechanical Model, Experimental testing, Numerical simulation, Failure Analysis, Maintenance, Risk Management, Safety and Availability.

Développement de un Système d analyse des pannes en Pipelines du gás naturel et ces implications en Maintenance

RESUME

Les Gazoducs *pipelines*, qui sont des structures métalliques soudées et enterrées, sont susceptibles à des défauts dans les matériels et dans les soudures des tuyaux qui les composent. Ces structures, sujets à d'éventuels chargements externes, peuvent être à l'origine de fractures et de leur conséquence propagation, de manière à affecter l'intégrité structurelle de le pipeline, localement ou dans des extensions de difficile détection, et ainsi réduire leur Cycle de Vie.

Plusieurs travaux ont été développés, dans le traitement de phénomènes de fatigue et de fracture dans des structures métalliques, néanmoins dans les /pipelines/ il y a encore un important travail à développer dans des méthodologies qui permettent d'opter par l'abordage approprié dans l'étude du problème configuré par la détection et la caractérisation de fractures dans les /pipelines/, qui ont leur origine dans des chargements externes et développés par des phénomènes de corrosion ou de glissade de terres où la /pipeline/ se trouve enterrée.

Pour atteindre cet objectif, une recherche dans littérature international a été faite, qui a permis de connaître l'état de l'art dans des procédures et l'application de techniques d'ingénierie mécanique qui améliorent la fiabilité de ces structures pendant son Cycle de Vie.

Ce travail est focalisé dans les méthodologies d'analyse et de l'évaluation de situations de risque de pannes, à partir des fissures qui ont lieu par des chargements externes, par des travaux réalisés dans un modèle en laboratoire et par la surveillance réelle dans le terrain: un /pipeline/ de transport de GN.

Des essais expérimentaux d'analyse de tensions ont été réalisés dans un modèle mécanique, les résultats obtenus ont été caractérisées et interprétées, conformément aux procédures de la mécanique de la fracture. Avec l'application d'outils théoriques numériques de simulation, nous avons établi, de forme intégrée, une méthodologie de détection, analyse et caractérisation de défauts qui peuvent être à l'origine de situations de risque de pannes dans des /pipelines/.

Des exemples pratiques sont présentés et discutés, qui permettent d'obtenir des conclusions et de proposer des solutions aux opérateurs de /pipelines/. Ces solutions

sont basés dans des méthodologies d'ingénierie mécanique, intégrées dans le Programme de Maintenance à travers de l'inspection et de la surveillance de l'intégrité structurelle des /pipelines/, qui garantit la Disponibilité du Système. Le traitement de ce problème est complexe, dû à l'interconnexion de variables qui peuvent se produire en simultané, et configurer des situations de risque qui peuvent provoquer l'effondrement structurel du Système, en affectant la Sécurité. Malheureusement, il y a à l'échelle Globale des exemples des accidents avec pertes humaines, pour l'environnement et pour l'économie, dus à des problèmes de ce type dans des /pipelines/ pour le transport du Gaz Naturel.

MOTS CLÉ

Pipeline, Intégrité, Mécanique de la Fracture, Inspection, Modèle Mécanique, Essais Expérimentaux, Simulation Numérique, Analyse de Pannes, Maintenance, Gestion de Risk, Sécurité et Disponibilité.

Índice

<i>Dedicatória</i>	
<i>Agradecimentos</i>	I
<i>Resumo</i>	III
<i>Abstract</i>	V
<i>Resume</i>	VII
<i>Índice</i>	IX
<i>Índice de figuras</i>	XIII
<i>Índice de tabelas</i>	XVIII
<i>Abreviaturas</i>	XIX
<i>Lista de símbolos</i>	XXII

1.Introdução

1.1 Preâmbulo	1
1.2 Enquadramento	1
1.3 Objectivos	2
1.3.1 Ponto de partida	2
1.3.2 Metas	3

Capítulo I

1.Estado da arte	5
1.1 Transporte de gás natural por gasoduto, <i>pipeline</i>	5
1.1.1 Localização das reservas mundiais de gás natural, <i>GN</i>	5
1.1.2 Rede Europeia de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipeline</i>	6
1.1.3 Metodologia de Construção	6
1.2 Rede Ibérica de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipelines</i>	8
1.3 Rede Portuguesa de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipelines</i>	9
1.3.1 Terminal de Gás Natural Liquefeito, <i>LNG</i>	10
1.3.2 Armazenagem Subterrânea de gás natural, <i>AS-GN</i>	11
1.3.3 Estações de controlo por válvulas	12
1.4 REN-Gasodutos, <i>pipeline case study</i>	14
1.4.1 Pressão de serviço e factor de segurança	14

1.4.2 Soldadura	15
1.4.3 <i>Pipeline</i> em vala e testes hidrostáticos	18
1.4.4 Ensaios não destrutivos	23
1.5 Comentários e síntese	25
 Capítulo II	
2. Avaliação da integridade estrutural de <i>pipelines</i>	26
2.1 Detecção e caracterização de eventos potenciadores de avaria	28
2.2 Base de dados de Inspeção	50
2.3 Comentários e síntese	66
 Capítulo III	
3. Cálculo de deformações e tensões no <i>pipeline</i> em operação	67
3.1 Calculo das deformações no <i>pipeline</i>	68
3.1.1 Deformação longitudinal devida á força de fundo	70
3.1.2 Deformação longitudinal devida ao efeito de Poisson	70
3.1.3 Deformação longitudinal resultante por efeito da pressão	70
3.1.4 Deformações devidas á temperatura	71
3.1.5 Deformações devidas á força de atrito	71
3.1.6 Pontos de ancoramento	72
3.2 Cálculo das tensões no <i>pipeline</i>	74
3.2.1 Tensão circunferencial, devida á pressão interna	74
3.2.2 Tensão longitudinal de origem térmica	75
3.2.3 Tensão longitudinal devida á pressão interna	75
3.2.4 Tensões de flexão	76
3.2.5 Tensões longitudinais combinadas	77
3.2.6 Tensões equivalentes	78
3.3 Comentários e síntese	82
 Capítulo IV	
4. Mecânica da fractura aplicada á caracterização da falha mecânica em <i>pipelines</i>	84
4.1 Propriedades dos materiais	84

4.1.1 Testes mecânicos	87
4.2 Mecânica da fractura	94
4.2.1 Cascas cilíndricas portadoras de fendas superficiais	103
4.3 Comentários e síntese	110
 Capítulo V	
5. Modelo mecânico, protótipo de ensaios laboratoriais	111
5.1 Zonas de carregamento accidental sobre a tubagem do <i>pipeline</i>	111
5.2 Modelo para análise experimental	113
5.2.1 Sistema de forças devidas á acção do solo	113
5.2.2 Protótipo Mecânico	115
5.2.3 Procedimentos operativos com a extensometria eléctrica	116
5.2.4 Carregamento do tubo, simulação do comportamento mecânico em	123
vala	
5.2.5 Análise do estado de tensão: formulação numérica aproximada	126
5.3 Simulação numérica – elementos finitos	137
5.3.1 Introdução. Aplicação do método e software	137
5.3.2 Introdução ao problema da estabilidade: tubo sujeito a pressão externa	137
5.3.3 Elemento casca cilíndrica: deformações e forças internas	141
5.3.4 Procedimentos de simulação: modelo tubo-solo sob carga de	143
superfície	
5.5 Comentários e síntese	148
 Capítulo VI	
6. Modelo de análise e gestão de Risco de avarias em <i>pipelines</i>	150
6.1 Introdução – Porquê fazer uma Análise de Riscos?	150
6.2 Análise e Gestão de Risco em <i>pipelines</i>	156
6.3 Inspeção baseada no Risco - <i>RBI</i>	158
6.4 Procedimentos de aptidão ao serviço – <i>FFP</i>	165
6.4.1 Contribuição para o estudo da Análise de Risco do <i>pipeline</i> estudado	173
6.5 Implementação de um Programa de Manutenção de <i>pipelines</i>	178
6.5.1 Análise e Avaliação de Risco	180
6.5.2 Definição e Selecção de Acções de Melhoria	187

6.5.3 Planeamento e Procedimentos de Engenharia	188
6.5.4 Implementação de Acções de Melhoria	189
6.6 Segurança vs Disponibilidade	192
6.6.1 Risco Individual	192
6.6.2 Risco Colectivo	194
6.6.3 Avaliação do Risco	195
6.6.4 Plano de Emergência	198
6.6.5 Procedimentos de Emergência	199
6.7 Comentários e Síntese	202
 Capítulo VII	
7. Considerações finais	203
7.1 Discussão	205
7.2 Perspectivas de trabalhos futuros	206
 Bibliografia	207
 Anexos	216
Anexo A – Características dos materiais dos tubos	217
A.1 Características químicas e mecânicas	218
Anexo B – Ensaaios não destrutivos	220
B.1 Ensaaios radiográficos	221
B.2 Ensaaios por ultra sons	226
Anexo C - Modelo experimental - Protótipo Mecânico	230
C.1 Teste na superfície do tubo	230
C.2 Teste na soldadura conforme	235
C.3 Teste na soldadura com defeito	240
Anexo D – Ensaaios destrutivos	253
D.1 Ensaio por compressão	253
Anexo E - Modelo numérico de carregamento do tubo	257
E.1 Modelação numérica por elementos finitos	258
Anexo F – Programa de Manutenção baseado no Risco	259
F.1 Aplicação do Modelo de Análise e avaliação do Risco	260

Índice de figuras

Figura 1.1	Reservas mundiais de <i>GN</i>	5
Figura 1.2	Rede Europeia de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipelines</i>	6
Figura 1.3	Decomposição típica de Custos de construção de <i>pipelines</i> ...	7
Figura 1.4	Rede Ibérica de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipelines</i>	8
Figura 1.5	Rede de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipeline</i> , <i>REN-Gasodutos</i>	9
Figura 1.6	Navio metaneiro de transporte de <i>GNL</i>	10
Figura 1.7	Terminal de <i>GNL</i>	10
Figura 1.8	Armazenagem Subterrânea de <i>GN</i>	11
Figura 1.9	Estação de Compressão e desidratação da <i>AS-GN</i>	11
Figura 1.10	Estação de controlo por válvulas.....	12
Figura 1.11	Estação de lançamento/recepção de <i>pigs</i>	13
Figura 1.12	Estação de Inspeção e Controlo do <i>pipeline</i>	13
Figura 1.13	Sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados	13
Figura 1.14	Rede de Transporte de <i>GN</i> por <i>pipeline</i> , <i>REN-Gasodutos</i>	14
Figura 1.15	Linha de Construção do <i>pipeline</i> , tubos a soldar.....	16
Figura 1.16	Processo de soldadura eléctrica manual, <i>SMAW</i>	17
Figura 1.17	Processo de soldadura semiautomática, <i>MIG/MAG</i>	17
Figura 1.18	Soldadura.....	18
Figura 1.19	Regime de Servidão na <i>REN-Gasodutos</i>	19
Figura 1.20	Vala para o <i>pipeline</i>	20
Figura 1.21	Deposição do <i>pipeline</i> em vala.....	21
Figura 1.22	Pressões vs classes de localização e factor de segurança.....	22
Figura 1.23	Execução do tapamento final do <i>pipeline</i> em vala.....	23
Figura 2.1	Integridade estrutural do <i>pipeline</i>	28
Figura 2.2	<i>Pig</i> de limpeza, <i>REN-Gasodutos</i>	30
Figura 2.3	<i>Pig</i> perfil, <i>REN-Gasoduto</i>	30
Figura 2.4	<i>Pig</i> calibre, <i>REN-Gasodutos</i>	30
Figura 2.5	<i>Pig intelligent</i>	31
Figura 2.6	Protecção catódica, <i>Pearson Survey</i>	31
Figura 2.7	Protecção catódica, <i>Close Interval Potencial Survey</i>	32
Figura 2.8	Procedimento de aplicação de <i>END</i> ao <i>pipeline</i>	40
Figura 2.9	Sensores magnéticos: axial, radial e circunferencial	41

Figura 2.10	Monitorização da condição estrutural: <i>intelligent pig</i>	41
Figura 2.11	Monitorização da condição estrutural do <i>pipeline</i> no terreno..	42
Figura 2.12	Monitorização da condição estrutural do <i>pipeline</i> no terreno..	42
Figura 2.13	Declive: erosão da vala de assentamento do <i>pipeline</i>	43
Figura 2.14	Caracterização de corrosão externa num <i>pipeline</i>	47
Figura 2.15	Caracterização de corrosão interna num <i>pipeline</i>	48
Figura 2.16	Estrutura do eléctrodo de referência.....	49
Figura 2.17	Medição de potencial, tubo vs solo.....	49
Figura 2.18	Diagrama esquemático de detecção.....	49
Figura 2.19	Curva de detecção típica.....	50
Figura 2.20	Programa de Inspecção ao <i>pipeline</i> , em 2005.....	51
figura 2.21	Programa de Inspecção ao <i>pipeline</i> , em 2006.....	51
Figura 2.22	Causas de falha/avaria do pipeline.....	55
Figura 2.23	Modo de falha/avaria por Linha.....	56
Figura 2.24	Resultados de falha/avaria por inspecção (biénio).....	57
Figura 2.25	Caracterização do defeito na Linha 1003.....	57
Figura 2.26	Caracterização do defeito na Linha 2000.....	58
Figura 2.27	Caracterização do defeito na Linha 2500.....	58
Figura 2.28	Caracterização do defeito na Linha 3000.....	59
Figura 2.29	Caracterização do defeito na Linha 3004.....	59
Figura 2.30	Caracterização do defeito na Linha 4000.....	60
Figura 2.31	Caracterização do defeito na Linha 5000.....	60
Figura 2.32	Caracterização do defeito na Linha 7000.....	61
Figura 2.33	Caracterização do defeito na Linha 8000.....	62
Figura 2.34	Resumo, com os valores de Risco médio por Linha.....	63
Figura 2.35	Modelo de Árvore de falha do evento (<i>dent</i>) de avaria	64
Figura 3.1	<i>Pipeline</i> enterrado, em operação com <i>GN</i> sob peso do solo...	69
Figura 3.2	<i>Pipeline</i> acima do solo. Estação, lançador/receptor de <i>pigs</i> ...	69
Figura 4.1	Diagrama <i>Ferro-Carbono</i>	85
Figura 4.2	Textura de aços função da % de carbono.....	85
Figura 4.3	Textura de aços X-70-X80-X100, ampliada 500 vezes.....	86
Figura 4.4	Textura de aços X70-X80-X100, ampliada 2500 vezes.....	86
Figura 4.5	Soldadura vs zonas cristalografias no <i>Diagrama Fe-C</i>	86

Figura 4.6	Pré-aquecimento, no ciclo térmico da soldadura	87
Figura 4.7	Ensaio de tracção. Tensão vs deformação	88
Figura 4.8	Ensaio e equipamento de teste de resiliência, <i>Charpy-V</i>	89
Figura 4.9	Energia de impacto vs curva de temperatura, teste <i>Charpy-V</i>	89
Figura 4.10	Fractura de um aço: á esquerda frágil, á direita dúctil	90
Figura 4.11	Evolução da fractura no <i>pipeline</i> , em operação.....	93
Figura 4.12	Placa portadora de uma fenda e sujeita a um estado de tensão	96
Figura 4.13	Modos de solicitação: num plano de uma fenda numa placa	96
Figura 4.14	Fenda equivalente: no raio plástico no vértice da fenda	98
Figura 4.15	Factor de correcção para determinar o K_I : placa com fenda..	99
Figura 4.16	Fenda superficial ou semi-elíptica, numa placa plana.....	100
Figura 4.17	Coordenadas angulares em pontos no perfil da fenda.....	101
Figura 4.18(a)	K_I : fenda <i>semi-elíptica</i> , tracção remota uniforme $a/c = 0,2$..	101
Figura 4.18(b)	K_I : fenda <i>semi-elíptica</i> , tracção remota uniforme $a/c = 0,6$..	102
Figura 4.18(c)	K_I : fenda <i>semi-elíptica</i> , tracção remota uniforme $a/c = 1,0$..	102
Figura 4.19	Modelação de um tubo de parede moderadamente espessa portador de uma fenda superficial, usando elementos finitos..	105
Figura 4.20	K_I : defeito parcial <i>semi-elíptico</i> , por carga de flexão	106
Figura 5.1	Interacção solo-tubo sob efeito de carga de superfície	114
Figura 5.2	Modelo experimental: aplicação de cargas externas	116
Figura 5.3	Roseta de extensómetros e configuração em meia ponte.....	119
Figura 5.4	Equipamento de armazenamento e tratamento de dados.....	119
Figura 5.5	Tubo do <i>pipeline</i> : ensaios experimentais por extensometria	119
Figura 5.6	Extensómetros no tubo do <i>pipeline</i> para ensaios	120
Figura 5.7	Deteção do evento de falha, por carregamento externo	122
Figura 5.8	Entalhe <i>dent</i> , evento de falha, na zona inferior do tubo.....	123
Figura 5.9	a) Deformação circunferencial e longitudinal, b) localização das <i>rosetas</i> a meio comprimento do tubo.....	123
Figura 5.10	1º ensaio de carregamento, (extensómetros no interior)	124
Figura 5.10(a)	Valores de deformação residual nos extensómetros.....	125
Figura 5.10(b)	Distribuição da pressão radial do solo num tubo enterrado ...	127
Figura 5.10(c)	Ovalização ao longo da geratriz com distorção de bordo	128

Figura 5.10(d)	Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ e σ_{xx} na secção equidistante a 500 mm do extremo, carga de superfície de 50 kN.....	131
Figura 5.10(e)	Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ hoop stress, na secção sob a força de superfície, a 500 mm do extremo, carga de superfície de 100 kN.....	132
Figura 5.10(f)	Tensão σ_{xx} longit stress, na secção sob a força de superfície, a 500 mm do extremo, carga de superfície de 100 kN.....	133
Figura 5.10(g)	Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ hoop stress, na secção sob a força de superfície, a 500 mm do extremo, carga de superfície de 150 kN.....	134
Figura 5.10(h)	Tensão σ_{xx} longit stress, na secção sob a força de superfície, a 500 mm do extremo, carga de superfície de 150 kN.....	135
Figura 5.10(i)	Modelo de cunhas compactas formadas na areia comprimida na câmara (simulação de vala) de teste.....	136
Figura 5.11	Ovalização de um elemento de anel por instabilidade devida á pressão radial.....	138
Figura 5.12	Deformação num elemento de casca cilíndrica	142
Figura 5.13	Malha de elementos finitos tipo casca	144
Figura 5.14	Tensão equivalente de Von-Mises nas faces externa e interna do tubo na zona de carga.....	145
Figura 6.1	Ciclo de Vida de um Sistema.....	155
Figura 6.2	Gestão da Integridade num pipeline.....	157
Figura 6.3	Implementação da Gestão da Integridade	158
Figura 6.4	Filosofia RBI	159
Figura 6.5	Metodologia de Inspeção baseada no Risco RBI	160
Figura 6.6	Distribuições de densidade de probabilidade de Carga L e densidade de probabilidade de Resistência estrutural R do pipeline.....	162
Figura 6.7	Matriz de Risco	164
Figura 6.8	Algoritmo de Análise e Avaliação da falha/avaria	167
Figura 6.9	Dano relativo detectado na Linha 1003	174
Figura 6.10	Dano relativo detectado na Linha 2000	175
Figura 6.11	Dano relativo detectado na Linha 2500	175
Figura 6.12	Dano relativo detectado na Linha 3000	176

Figura 6.13	Dano relativo detectado na Linha 4000	176
Figura 6.14	Dano relativo detectado na Linha 5000	177
Figura 6.15	Dano relativo detectado na Linha 7000	177
Figura 6.16	Dano relativo detectado na Linha 8000	178
Figura 6.17	Análise e Avaliação de Risco	182
Figura 6.18	Definição e selecção de acções de melhoria	186
Figura 6.19	Planeamento e procedimentos de engenharia	189
Figura 6.20	Implementação de acções de melhoria	189
Figura 6.21	Diagrama do Plano de Manutenção de um <i>pipeline</i> assente num Modelo de Análise e Avaliação de Risco	191
Figura 6.22	Envolvente á falha considerada no Risco Individual	192
Figura 6.23	Envolvente á falha considerada no Risco Colectivo	194
Figura 6.24	Níveis de Risco Individual aceitáveis	196
Figura 6.25	Cuva F-N, critério de Risco Colectivo	197
Figura 6.26	Plano de emergência	198
Figura 6.27	Procedimento de emergência	199
Figura 6.28	Situação de catástrofe iminente num <i>pipeline</i>	200
Figura 6.29	Procedimento de emergência num <i>pipeline</i>	201
Figura 6.31	Manutenção correctiva de um <i>pipeline</i>	201
Figura 6.31	Reabilitação vs Disponibilidade de um pipeline	201

Índice de tabelas

Tabela 1.1	Factor de Segurança vs Classes de localização do tubo	15
Tabela 2.1	Descrição e tipologia dos defeitos.....	53
Tabela 2.2	Resultado das Inspeções de campo, ao <i>pipeline REN-Gasodutos</i> , durante o período de 2005 a 2006.....	54
Tabela 2.3	Quantidade de defeitos analisados e monitorizados, do evento seleccionado <i>dent</i> , nas Inspeções de campo entre 2005 e 2006.....	55
Tabela 2.4 (a)	Frequência de Incidentes, do evento <i>dent</i> : 1997-2004	56
Tabela 2.4 (b)	Frequência de Incidentes, (valores parcelares), do evento seleccionado <i>dent</i> : 1997-2006.....	56
Tabela 3.1	Dados de operação do <i>pipeline</i> estudado <i>REN-Gasodutos</i>	68
Tabela 3.2	Estudos Sísmico: zonas de atravessamento do <i>pipeline</i>	79
Tabela 3.3	Resumo de resultados: Deformações vs Tensões	81
Tabela 4.1	Influência das diferentes ligas nas propriedades dos aços.....	84
Tabela 4.2	Aço austenítico, sua composição.....	106
Tabela 5.1	Tensão circunferencial nos extensómetros colocados na secção média do tubo a 500 mm do extremo.....	126
Tabela 5.1 (a)	Tensões circunferenciais e axiais resultantes das deformações anteriores, carga de superfície de 50kN.....	126
Tabela 5.1 (b)	Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ carga de superfície de 100kN.....	132
Tabela 5.1 (c)	Tensão σ_{xx} carga de superfície de 100kN.....	133
Tabela 6.1	Objectivos propostos de falha e probabilidade de sobrevivência	168
Tabela 6.2	Proposta de definição do Nível de Severidade de incidentes vs Estimativa de Vida Restante do <i>pipeline</i> .	169

Abreviaturas

ABAQUS	(Version 2005) Programa de cálculo numérico por elementos finitos.
API 5L	American Petroleum Institute - Specification for Line pipe.
API 579	American Petroleum Institute - Fitness for Purpose Assessment.
API 580	American Petroleum Institute - Risk-Based Inspection.
API 1104	American Petroleum Institute - Standard for Welding pipeline and related facilities.
API 1163	American Petroleum Institute - In-Line Inspection Systems Qualification Standards.
ASME V	American Society of Mechanical Engineers - Non Destructive Examination.
ASME IX	American Society of Mechanical Engineers - Welding and brazing qualification.
ASME B 31.8	American Society of Mechanical Engineers - Gas Transmission and Distribution piping systems.
ASME B 31-8S	American Society of Mechanical Engineers - Managing System Integrity of Gas Pipelines.
ANSI B 31.8	American National Standards Institute - Gas Transmission and Distribution piping systems.
AGA	American Gas Association.
ASNT-ILI-PQ	American Society for Non Destructive Testing - Qualification and Certification of ILI Inspection Personnel.
ASTM A 370	American Society for Testing and Materials - Standard methods and definitions for mechanical testing of steel products.
ASTM A 381	American Society for Testing and Materials - Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission service.
AWS A 3.0	American Welding Society – Standard welding terms and their definitions.
ALARP	Termo usado em análise de fiabilidade - Tão baixo quanto razoavelmente possível
ASSHTO	American Association of State Highway and Transportation.

ASCE	America Society of Civil En
BS 8010	British Standards - Code of practice of pipelines, design, land, construction and installation.
BS 5500	British Standards - Specification for unfired fusion welded pressure vessels: stresses from local loads recommended methods of calculation.
BATTELLE	Battelle Memorial Institute.
CP	Protecção catódica dos tubos.
CHARPY-V	Teste de resiliência (ou de impacto).
CTOD	Crack tip opening displacement.
DOT CFR 49	US Department of Transportation – Pipeline Safety: Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas.
DWTT	Drop weight tear test.
DIN 30671	Thermoplastic coating of buried steel pipes.
DIN 50925	Verification of the effectiveness of cathodic protection of buried structures.
EUROCODE 3	Norma Europeia que define testes de carregamentos de pontes e estradas.
EN 7594	Gás supply systems- Gasodutos com pressões de serviço superiores a 16 bar.
EN 50020	Intrinsic safety.
ENAGAS	Rede de gasodutos de gás natural de Espanha.
FIT	Factor de Intensidade de Tensões.
FFS	Fitness for service (programa de adequação ao serviço).
GIS	Sistema de informação geográfica.
GN	Gás natural.
GNL	Gás natural liquefeito.
HSE	Health and Safety Executive.
ILI	In-Line Inspection (Inspeção em Linha)
IIW	Institute International of Welding.
ISO 9001	Sistema de Gestão da Qualidade.
ISO 14001	Sistema de Gestão Ambiental.
ISO 13623	Pipeline Transportation Systems.

MAOP	Máxima pressão de operação permitida no <i>pipeline</i> .
MOP	Máxima pressão de operação.
MIG-MAG	Metal Inert Gas welding.
MFL	Magnetic Flux Line (detecção por fluxo magnético)
NACE RP 0102-02	National Association of Corrosion Engineers NACE - Recommended practice for in-line Inspection of pipeline.
NACE RP 0169-96	National Association of Corrosion Engineers NACE - Control of external buried corrosion on underground or submerged metallic piping systems.
NAPCA-1-65.83	National Association of Pipe Coating Applicators, NAPCA - Materials Specification.
NASTRAN	(Version 2005) com pré e pós-processador o modulo FEMAP (Version 8) 2005. Programa de cálculo numérico por elementos finitos.
NDOF	Número total de graus de liberdade na simulação numérica
POF	Probabilidade de falha.
PIG	Termo para o equipamento de controlo não destrutivo (MFL)
OHSAS 18001	Occupational Health and Safety.
RBI	Inspecção baseada no risco.
REN-Gasodutos	Operador de gasodutos de GN em Portugal.
R-gama	Teste não destrutivo por radiografia.
SCADA	Supervisão e controlo de aquisição de dados do <i>pipeline</i> .
SMYS	Tensão limite de elasticidade mínima especificada.
SCC	Fractura por corrosão sob tensão.
US	Teste não destrutivo por Ultra sons.
SMAW	Submerged Metal Arc Welding

Lista de símbolos

p	Pressão interna do gás natural
e	Espessura do material do tubo do <i>pipeline</i>
σ_{ced}	Tensão de cedência mínima do material do tubo
FS	Factor de segurança
D_e	Diâmetro exterior do tubo
σ_{op}	Tensão de operação (ou de serviço)
C_{eq}	Carbono equivalente
p_t	Pressão de teste hidrostático
T_1 / T_0	Temperatura do tubo na construção (ou montagem)
T_2	Temperatura do tubo enterrado (ou acima do solo)
P_1	Pressão de cálculo
α	Coefficiente de dilatação térmica do tubo
ν	Coefficiente de <i>Poisson</i>
λ	Massa específica do solo
δ	Ângulo de atrito solo/tubo
E	Módulo de elasticidade do tubo (ou de <i>Young</i>)
ϵ_{fundo}	Deformação longitudinal devida á força de fundo
A_{int}	Área interior da secção transversal do tubo
A_{st}	Área exterior da secção transversal do tubo
$\epsilon_{poisson}$	Deformação longitudinal devido ao efeito de <i>Poisson</i>
$\epsilon_{pressão}$	Deformação longitudinal resultante por efeito de pressão
ϵ_T	Deformação longitudinal devida á temperatura
ϵ_{fa}	Deformação por forças de atrito
C_d	Coefficiente de carga (dado pela fórmula de <i>Marston</i>)
B	Largura da vala
L	Distância do <i>pipeline</i> ao solo
L_0	Distância do <i>pipeline</i> ao ponto de ancoramento
Δ_1, Δ_2	Extensão (ou alongamento do tubo) do <i>pipeline</i> .
L_1	Distância do tubo na Estação de controlo por válvulas
L_2	Distância do tubo á primeira curva do <i>pipeline</i> .
Δ	Extensão (ou alongamento do tubo) total do <i>pipeline</i>

σ_H	Tensão circunferencial devida á pressão interna
σ_T	Tensão longitudinal de origem térmica
σ_L	Tensão longitudinal devida á pressão interna
P_p	Peso do <i>pipeline</i> .
P_{GN}	Peso do <i>GN</i> dentro do <i>pipeline</i>
W	Carga uniformemente distribuída sobre o <i>pipeline</i>
M_{max}	Momento flector máximo
σ_B	Tensões de flexão
I	Momento de inércia
σ_{CA}	Tensão longitudinal resultante
σ_{CT}	Tensão longitudinal de origem térmica
σ_{Eqm}	Tensão equivalente máxima no troço do <i>pipeline</i> .
σ_{SM}	Tensão longitudinal máxima devida á actividade sísmica
V	Velocidade máxima do solo durante o abalo sísmico
C	Velocidade de propagação das ondas sísmicas no solo
ε_{Sm}	Deformações axiais do solo devida á actividade sísmica
A	Aceleração máxima do solo no momento considerado
E_t	Entrega térmica durante a soldadura
R_{eh}	Limite superior de elasticidade do material do tubo
$R_{p0,2}$	Limite elástico de 0,2% de deformação do tubo
R_m	Estado limite de resistência do material do tubo
A_g	Deformação anterior á redução de área do tubo
a	Deformação no ponto de rotura do tubo
K_v	Tenacidade do material do tubo
U	Energia medida no ensaio de resiliência do tubo
J	Energia obtida no teste de resiliência em Joules
a	Evolução da fenda (maior profundidade do defeito)
K	Factor de Intensidade de Tensão do tubo
σ_{nom}	Tensão nominal do tubo
b	Largura da placa considerada
K_{Ic}	Valor crítico (obtido) do factor de intensidade de tensão
σ_{nom}	Tensão nominal do tubo

r	Raio plástico da fenda
σ_y	Tensão associada ao defeito (tensão de cedência)
K_0	Factor de correcção do factor de intensidade de tensão
c	Semi-eixo maior da elipse
Q	Factor de correcção (fenda totalmente penetrante) de K_I
a_{el}	Semi-eixo menor da elipse
ξ	Ponto mais profundo da fenda
$\alpha, a_{el} / b_{el}$	Elipse nos eixos principais
S	Desvio do eixo maior da elipse tangente á circunferência exterior do tubo
ζ	Coordenada auxiliar
ζ/h	Coordenada a dimensional normalizada
K_{LM}	Factor de intensidade de tensão a dimensional
σ_M^∞	Tensão de flexão remota máxima
p_x	Pressão interna do elemento do solo
R_{fg}	Pressão lateral (resultante das forças de atrito F_{fh})
S_{fh}	Força de corte (reacção á expansão lateral do solo)
B	Largura da vala de enterramento do tubo
μ	Factor de atrito interno do solo
ρ_g	Peso específico
R_s	Resistência eléctrica do condutor
ρ	Resistividade do condutor
l_{ct}	Comprimento do condutor
A_{sct}	Área da secção transversal do condutor
ε	Factor do extensómetro
K_a	Factor de proporcionalidade do extensómetro
$\sigma_x, \sigma_\emptyset$	Valores das tensões máximas nos extensómetros
α^0	Ângulo de posicionamento dos extensómetros
ε_{xx}	Deformação longitudinal
$\varepsilon_{\theta\theta}$	Deformação circunferencial (ou de membrana)
$\sigma_{\theta\theta}$	Tensão circunferencial (ou de membrana <i>hoop stress</i>)

p_{\max}	Pressão radial máxima da roda do veículo sobre a vala
p_{\min}	Pressão radial mínima da roda do veículo sobre a vala
A_F	Área da roda onde se aplica a força F
F	Força de superfície da roda do veículo
$p_{(\theta)}$	Pressão do solo, <i>elemento do tubo em ovalização</i> .
$w_{(\theta)}$	Deslocamento radial
$v_{(\theta)}$	Deslocamento circunferencial
ε_{θ}	Deformação circunferencial média ou de membrana.
U	Energia elástica no tubo por efeito de ovalização.
D	Rigidez da casca a esforços de flexão
h	Espessura do material do tubo
U_{externo}	Energia de deformação do tubo
p_{var}	Pressão variável (determina ovalização de amplitude a_0)
a_0	Deslocamento radial máximo.
σ_{θ}	Tensão de flexão na superfície do tubo (interna/externa)
σ_{xx}	Tensão longitudinal, <i>longit stress</i>
N_{θ}	Força de membrana
M_0	Momento flector ao longo do anel
2θ	Modo de ovalização do elemento do anel
K_{θ}	Curvatura do anel por ovalização 2θ
p_{crit}	Pressão crítica (associada ao modo de ovalização 2θ)
r	Raio do tubo (a meia espessura)
ε_x^0	Deformação de membrana
ε_{θ}^0	Deformação por flexão
$\gamma_{x\theta}$	Deformação por tracção
ε_x^b	Deformação da superfície cilíndrica por flexão
$\gamma_{x\theta}^t$	Deformação da superfície cilíndrica por torção
β	Índice de fiabilidade
P_{falha}	Distribuição de probabilidade de falha

$\overline{p_c}(x,y x')$	Probabilidade condicional de falha no Risco Individual
p_f	Probabilidade de Ignição numa fuga de GN
$I_R(x,y)$	Risco Individual no local (x,y)
$\overline{N_{(x')}}$	Número expectável de baixas no Risco Colectivo
$\rho(x,y)$	Densidade populacional no local (x,y) no Risco Colectivo

1. Introdução

1.1 Preâmbulo

Nos processos industriais tem-se assistido a crescentes preocupações ambientais, o que tem implicado uma reformulação dos modos de pensar, produzir e consumir energia.

Esta dificuldade tem sido mitigada com a adopção de combustíveis menos poluentes, cuja utilização tem conseguido reduzir significativamente a quantidade de gases poluentes emitidos para a atmosfera, o que vem ao encontro de recente legislação ambiental. Assim, o gás natural (*GN*), o mais limpo dos combustíveis fósseis, como fonte de energia ocupa um lugar importante na economia global.

O transporte de *GN* por gasoduto *pipeline* é hoje de importância estratégica para o desenvolvimento das sociedades industriais. Dando origem a uma ampla rede de energia primária, que garante às principais áreas populacionais a nível mundial o abastecimento de *GN* a uma diversidade de indústrias, que vão desde a produção de electricidade até à engenharia de processo. Nos dias de hoje a larga maioria dos processos industriais é fortemente dependente da energia nos seus processos tecnológicos, como o são as indústrias automóvel, transportes, cimenteira, metalúrgica, celulose, cerâmica, entre outras. É, também, de crescente importância o abastecimento doméstico e de serviços, que resultando numa opção económica mais favorável vem também ao encontro das actuais preocupações ambientais.

1.2 Enquadramento

Os *pipelines*, devem proporcionar um método seguro de transportar energia, e o Operador destas Redes de Transporte deve assegurar que as pessoas, o ambiente e os bens estão protegidos do Risco associado ao *pipeline*.

É neste contexto de segurança, económico e ambiental que a indústria do Transporte de *GN* (assim como do petróleo), por *pipeline* é actualmente um importante campo de investigação e desenvolvimento no domínio da engenharia mecânica, através de processos tecnológicos, materiais, soldadura e controlo da condição estrutural, através da aplicação de: ensaios não destrutivos e destrutivos, análise experimental de tensões e simulação numérica.

Actualmente os Operadores de *pipelines*, gerem Redes de *pipelines* em constante expansão e por vezes até utilizando Redes de *pipelines* em extensão de Ciclo de Vida.

Na sua generalidade os Operadores de *pipelines* controlam o Risco, cumprindo os requisitos Legislativos emanados das Entidades Reguladoras Nacionais e de Códigos

Internacionais aplicáveis. Porém, estes regimes regulamentados são geralmente prescritivos na sua interpretação e aplicação. As autoridades Reguladoras nos Estados Unidos, por exemplo, estão presentemente a afastar-se dessa abordagem conservadora em direcção á Gestão de Risco, como meio eficaz, seguro e económico de manter o nível de Segurança sob controlo nos *pipelines*.

A Gestão de Risco, é uma combinação da abordagem das situações que possam configurar o Risco e o controlo do Risco que essas situações poderão configurar.

Esta gestão de integridade estrutural do *pipeline* é esperada ser um requisito aplicável brevemente, em todos os países da Comunidade Europeia.

1.3 Objectivos

O trabalho apresentado enquadra-se e alicerça-se no desenvolvimento de um Modelo Mecânico de simulação e análise de avarias, que possam configurar potenciais situações de colapso de *pipelines* de *GN* e consequentemente afectar a segurança de pessoas e bens, pôr em risco o ambiente e alterar a confiança dos agentes económicos.

Procedendo á identificação e caracterização de defeitos na estrutura dos tubos, originados por carregamentos acidentais de superfície, aplicando meios experimentais e numéricos, é proposta a implementação de uma Metodologia de procedimentos de engenharia mecânica, que contextualizam a acção da Manutenção do *pipeline*, em conformidade com um programa de Inspecção baseado no conhecimento e controlo do Risco.

1.3.1 Ponto de partida

Á data de início deste trabalho, constatou-se através do estudo da base de dados de Manutenção de um *pipeline* e do acompanhamento no terreno de acções de Inspecção, que o evento indiciador de situações de maior potencial de avaria no *pipeline* em análise, está em concordância com o citado em literatura internacional da especialidade, onde são descritas experiências de abrangência global, que identificam como maior causa potenciadora de avarias em *pipelines* de *GN*, a acção de terceiros, concretamente através da invasão accidental da zona de *servidão*, que contém o *pipeline* enterrado.

Este evento, que identifica a acção de carregamentos concentrados sobre o solo acima da tubagem soldada, pode em determinadas zonas do traçado do *pipeline*, potenciar condições que configurem eventuais avarias, resultantes de alterações da integridade estrutural do *pipeline*.

De modo a possibilitar uma melhor avaliação da base de dados analisada, durante dois anos procedeu-se a uma caracterização da condição do *pipeline* e monitorizou-se a sua evolução estrutural, com o objectivo de permitir a comparação destes resultados com os obtidos em posterior inspecção ao *pipeline* por meios não destrutivos.

Assim á data de início deste trabalho, definiu-se a simulação padrão no Modelo Experimental (tubagem soldada e enterrada nas condições reais de vala sob a acção do solo envolvente), e através de ensaios laboratoriais por *extensometria eléctrica*, registaram-se os resultados da implementação de forças concentradas de carregamento (simulação de um rodado de um camião) sobre a tubagem (o solo que a contém), tendo sido monitorizado o comportamento estrutural, através de leituras de tensões e eventuais deformações dos tubos, que constituem o *pipeline*, em conformidade com a metodologia definida na norma de ensaio aplicável, *BS 5500*.

Como investigação complementar, desenvolveram-se simulações numéricas com base nas observações experimentais, através das aplicações informáticas *ABAQUS* e *NASTRAN* na sua vertente de cálculo estrutural.

Compararam-se resultados, das metodologias de investigação desenvolvidas e observou-se no terreno, a evolução da condição estrutural do *pipeline* estudado.

1.3.2 Metas

Essencialmente, os objectivos fixados no início deste trabalho foram os seguintes:

- Contribuir através de investigação aplicada, para o aumento da segurança e disponibilidade dos *pipelines* como Sistema de Transporte de *GN*,
- Identificar e caracterizar o evento de maior evidência, susceptível de configurar potenciais situações de falha, conducentes a eventuais avarias nos *pipelines*, desenvolvendo-se para tal um Modelo Mecânico, onde experimentalmente se simulam acções de carregamento sobre *pipelines*, constatando os resultados com origem nesse evento,
- Desenvolver simulações numéricas no contexto da investigação experimental e compararem-se resultados obtidos,
- Desenvolver um Modelo de análise de falhas, que potenciam avarias em *pipelines*, baseado na Gestão controlada do Risco, traduzido através de Metodologias de inspecção, que aumentem a fiabilidade das acções de Manutenção, nos *pipelines* durante o Ciclo de Vida.

O autor entende, dever ser importante referir que este trabalho se alicerça, ao mesmo tempo que procura dar continuidade, às valiosas contribuições científicas de muitos outros que antes dele se destacaram (e o inspiraram), na aplicação de *ferramentas* da Engenharia Mecânica, na resolução de inúmeros e complexos problemas da exigente indústria do Transporte de gás natural (e do petróleo).

Em síntese, o autor desenvolveu este trabalho segundo duas linhas orientadoras principais:

- Motivado pela experiência profissional, na construção de *pipelines* e a observação de eventos potenciadores de eventuais avarias,
- E o desejo de contribuir na procura de soluções, que possam influenciar os Operadores de *pipelines*, na resolução dos problemas aqui apresentados, através de investigação aplicada por métodos experimentais e numéricos, que a Engenharia Mecânica disponibiliza.

Capítulo I

1. Estado da arte.

1.1 Transporte de gás natural *GN* por gasodutos, *pipelines*, [1.1].

O transporte de *GN* por tubagem, é o único processo economicamente viável para reservas de *GN* afastadas do mar.

Trabalham em alta pressão, até *100 bar*. Sendo construídos por processos de soldadura em tubos de aço carbono de alta resistência.

Por cada *2000 kilómetros km*, de percurso é necessária uma estação de compressão, consumindo *GN*. Daí que, para distâncias superiores a *6000 Km*, se torne economicamente mais rentável o transporte via marítima.

Abastecem directamente Estações de Regulação de Pressão e Medição de Caudal, que por sua vez fornecem o *GN* aos Distribuidores Regionais, que comercializam directamente com os Consumidores finais.

Apresentam adequados índices de Segurança e fiabilidade no Transporte de elevados caudais de *GN*.

1.1.1 Localização das reservas mundiais de *GN*, [1.2].

As reservas de gás natural comprovadas estão geograficamente afastadas dos principais Mercados de consumo desta energia.

Como referência se apresenta na *Figura 1.1*, valores indicativos num total de *168* biliões de metros cúbicos de *GN* no ano de *2007*.

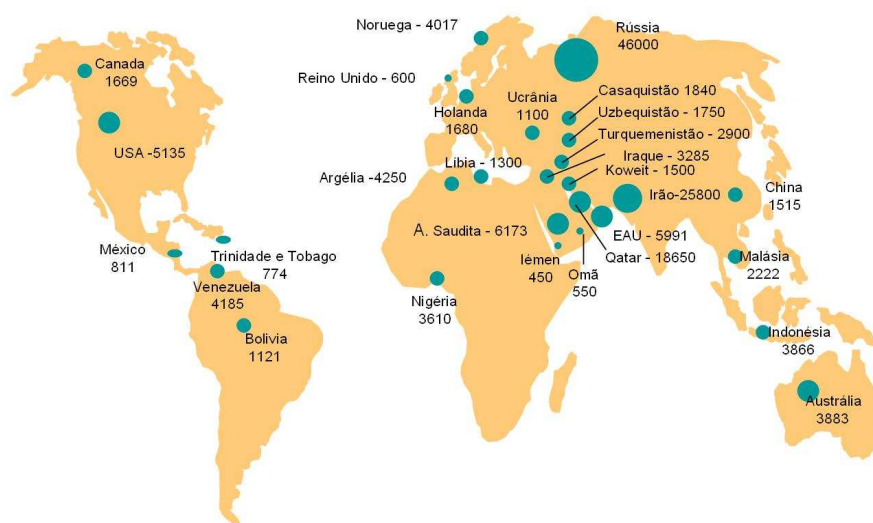


Figura 1.1 – Reservas mundiais de *GN* (2007).

1.1.2 Rede Europeia de Transporte de GN por *pipelines*, [1.2].

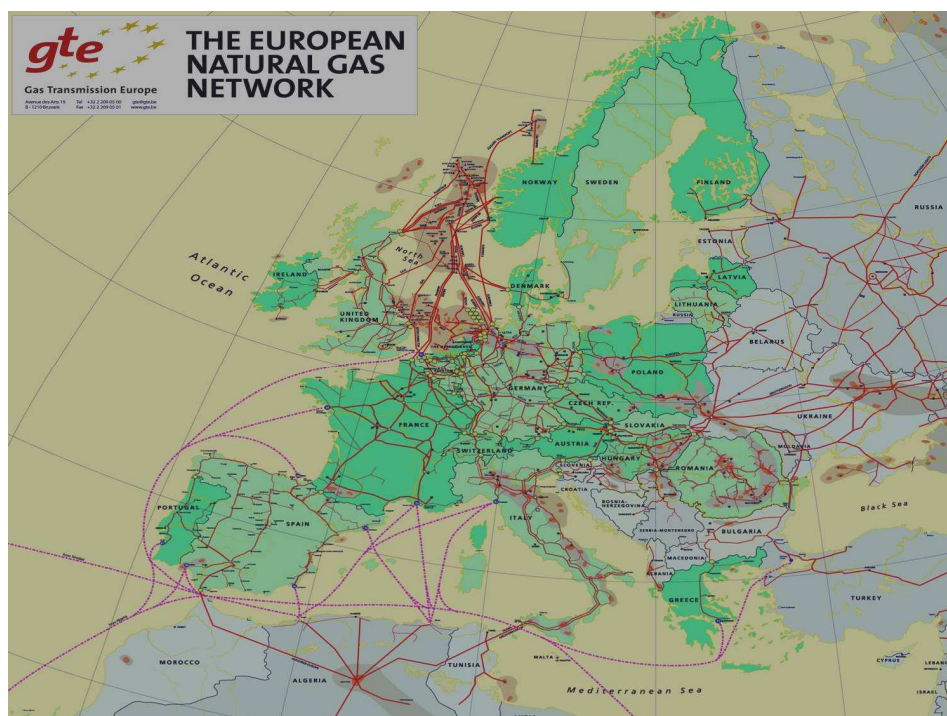


Figura 1.2 – Rede Europeia de Transporte de GN por *pipelines* (2007)

1.1.3 Metodologia de Construção, [1.1].

A Construção de *pipelines* é executada em conformidade com Códigos que asseguram requisitos mínimos de segurança e funcionalidade nos Sistemas de Transporte de GN. Requisitos estes, que estabelecem limites de pressão e temperatura de operação dos *pipelines*, definindo também as características dos materiais, processos tecnológicos, procedimentos de qualidade e qualificação de recursos humanos.

Os *pipelines* são projectados e construídos baseados nesses Códigos de boa prática, testados e melhorados de forma dinâmica, de maneira a garantirem a Segurança e Disponibilidade dos Sistemas de transporte de GN, sendo validados por Legislação Nacional e Internacional assente fundamentalmente, no Código:

- ASME/ANSI 31.8 (2004): *Gas Transmission and distribution systems*

Os principais requisitos de projecto e construção de um *pipeline* são:

- Resistência adequada á operação sob pressão;
- Ausência de defeitos estruturais que possam causar roturas e consequentes fugas de GN;
- Adequada tenacidade de forma a resistirem à rotura frágil;

-
- Adequada resistência à corrosão interna ou externa.

Os *pipelines* são projectados e construídos com as seguintes características como limite:

- Pressões de 100 bar;
- Com 1422,4 mm (56") de diâmetro;
- Com 25,4 mm (1") de espessura;
- Construídos por tubos soldados de aço carbono de alta resistência;
- Revestidos exteriormente a polietileno de alta densidade;
- Enterrados em vala a uma profundidade mínima de 800 milímetros.

Como referência se citam os *pipelines* do Alasca e da Sibéria, que percorrem longas distancias até aos pontos de Consumo, atravessando zonas geográficas com temperaturas que atingem os cinquenta graus negativos Celsius.

- Estrutura de Custos de Construção de *pipelines*

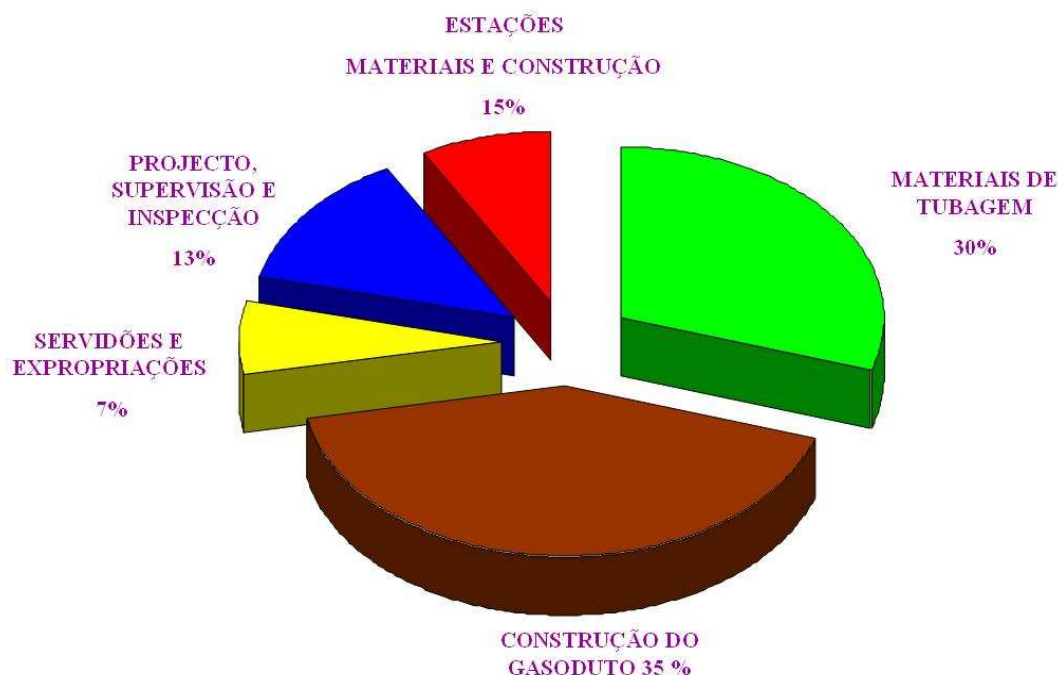


Figura 1.3 - Decomposição típica de *Custos de construção de pipelines* (2007)

1.2 Rede Ibérica de Transporte de GN por pipeline, [1.3].

O mapa representado na *Figura 1.4* identifica a Rede Ibérica de Transporte por pipeline. O GN é transportado a partir das jazidas da Argélia em tubos de 1219 mm (48") de diâmetro, através de Marrocos em tubos de 914 mm (36") de diâmetro. Posteriormente, realiza-se o atravessamento marítimo do estreito de Gibraltar, que por razões de segurança no fornecimento de GN, se recorreu a uma bifurcação do pipeline inicial em dois, com tubos soldados em paralelo, de 559 mm (22") de diâmetro cada, ancorados no fundo do mar por *chumbadouros* de betão ciclópico, a 300 m de profundidade média, num percurso de cerca de 18 km de comprimento.

Entra em Espanha por Tarifa, processando-se novamente uma transformação na soldadura, passando a partir daqui a um pipeline único, formado por tubos de 813 mm (32") de diâmetro. Em Portugal, entra através da fronteira por Campo Maior, sendo novamente submetido a alteração no procedimento da soldadura, passando a um pipeline em tubo, de 711 mm (28") de diâmetro. Sendo o diâmetro dos tubos que compõem o pipeline, no território Português, variável função de opções de carácter económico-financeiro, assente na procura solicitada pelo Mercado de consumo de GN.

- Sistema Ibérico de Transporte de gás natural por pipelines.

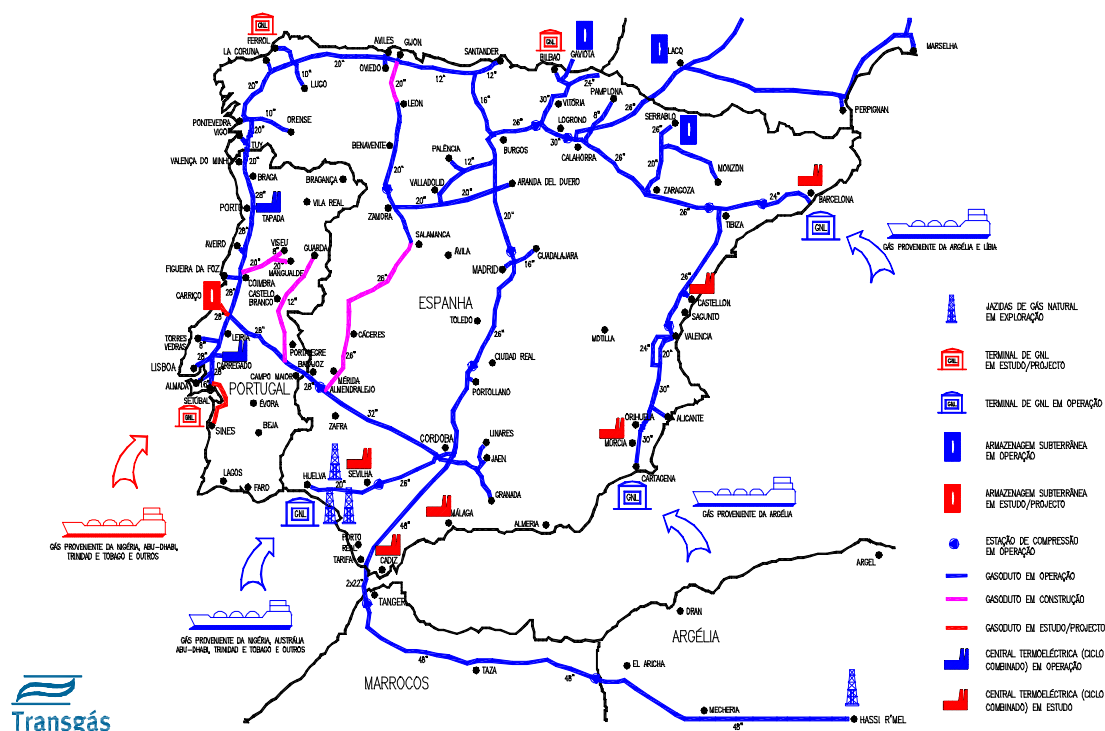


Figura 1.4 – Rede Ibérica de Transporte de GN por pipelines

1.3 Rede Portuguesa Transporte de GN por *pipelines*, [1.4].

Em Portugal, a Rede de Transporte de GN presente na *Figura 1.5*, desenvolve-se em tubos de 711 mm de diâmetro de Setúbal - Leiria/Campo Maior - Leiria/Porto. Entre Porto e Valença em tubo de 500 mm de diâmetro, tal como entre a Mealhada e Viseu. Entre Monforte e a Guarda em tubo de 300 mm de diâmetro. Setúbal a Sines em tubo de 800 mm de diâmetro, ligando ao Terminal de Sines de gás natural liquefeito GNL onde após transformação o GN na fase gasosa, é introduzido na Rede de Transporte da REN-Gasodutos.

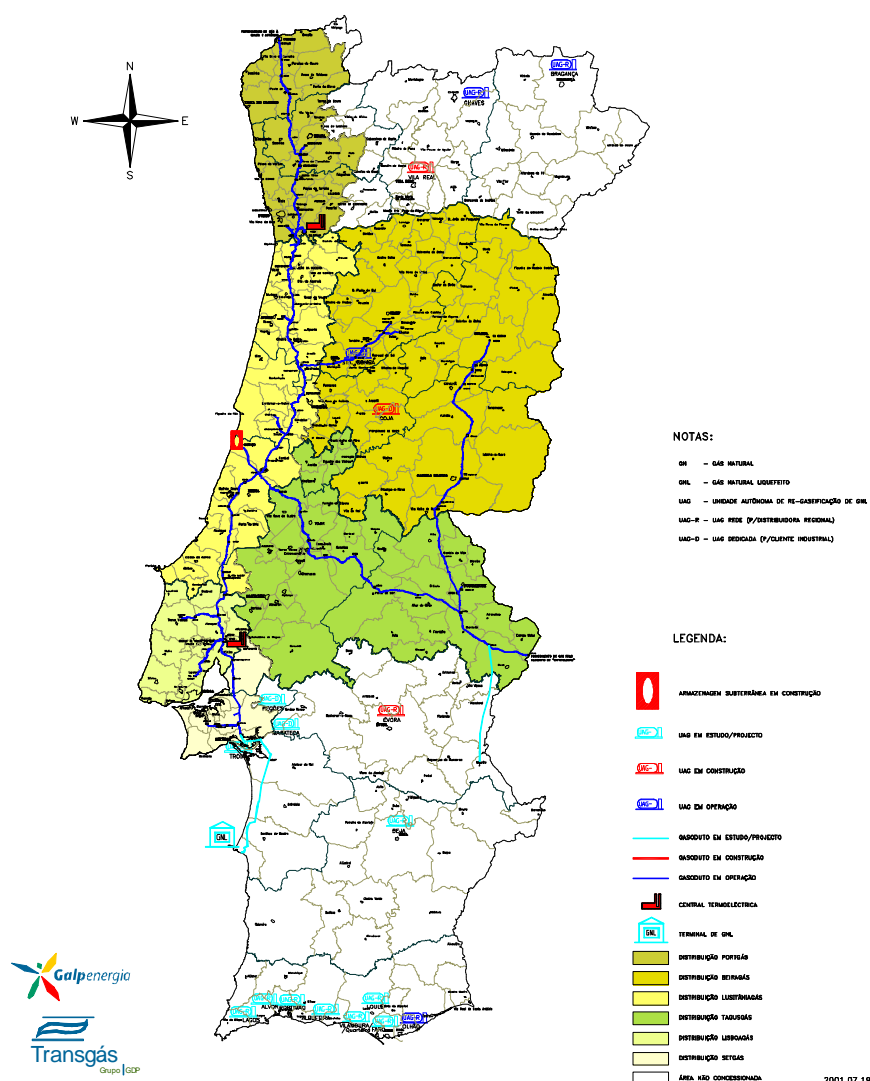


Figura 1.5 - Rede de Transporte de GN por *pipeline*, REN-Gasodutos

1.3.1 Terminal de gás natural liquefeito GNL, [1.5].

Em reservas de GN próximas do mar (devido a factores económicos de concorrência de preços), o gás natural é liquefeito, LNG, a 162 graus negativos Celsius (ocupando assim cerca de 600 vezes menos, em volume nesta forma *criogénica*), sendo posteriormente transportado em barcos *metaneiros* entre o País produtor (Terminal de Liquefacção) e o País consumidor (Terminal de Revaporização).

Este Terminal de LNG em Sines tem como características principais: cais para navios *metaneiros* até 165 000 m³ de GNL; 2 tanques tipo *full containment* de 120 000 m³ de GNL; 5,5 mil milhões de m³/ano de capacidade de emissão com vaporizadores de água do mar; três braços articulados de descarga e um braço de retorno de vapor de 16”.

Os Terminais GNL são instalações dispendiosas, porém apresentam vantagens tais como: maior flexibilidade de adaptação ao consumo e elevada segurança, pois como os *pipelines* internacionais atravessam vários países, são susceptíveis a Riscos devido por vezes á instabilidade política e económica de alguns desses países.



Figura 1.6 – Navio *metaneiro* de transporte de GNL.



Figura 1.7 - Terminal de GNL, Sines.

1.3.2 Armazenagem Subterrânea de gás natural AS-GN, [1.6].

A Armazenagem subterrânea de GN tem em território português, a dupla finalidade de armazenar GN e de funcionar como estação de compressão da Rede de Transporte por *pipelines*. A Armazenagem é construída em cavidades subterrâneas, por processos tecnológicos específicos, que constam da dissolução e extracção do sal das formações geológicas salinas *lexiviação*, consolidação e selagem de paredes. O GN neste projecto encontra-se armazenado a cerca de 1000 metros de profundidade á pressão de 200 bar *gás*. Á superfície encontra-se uma Estação de Compressão, com a finalidade de enviar o GN para as cavernas e uma Estação de Desidratação para retirar a humidade do GN, a ser reenviado para a Rede de Transporte por *pipelines*. A Figura 1.8 apresenta a Armazenagem Subterrânea Portuguesa, Carriço. A Figura 1.9 mostra a Estação de Compressão e a Estação de Desidratação da Armazenagem Subterrânea de GN.

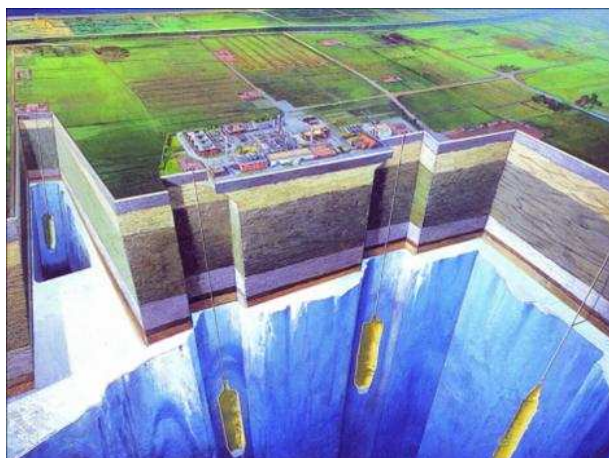


Figura 1.8 – Armazenagem Subterrânea de GN, Carriço.



Figura 1.9 - Estação de Compressão e desidratação da AS-GN.

1.3.3 Estações de controlo por válvulas, [1.7].

A Legislação por motivos de segurança, fixa o volume máximo de *GN* que em caso de rotura do *pipeline*, poderá eventualmente escapar para a atmosfera. Este volume de *GN* é função da densidade populacional do local por onde passa o *pipeline*. Daí que, se instalem no *pipeline*, válvulas de seccionamento, a distâncias Regulamentares (entre 5 e 20 *Kilómetros*), as quais em situação de rotura permitem o isolamento do sector do *pipeline* em causa. Tal como o diâmetro do *pipeline* e a pressão a que o *GN* é transportado, são definidas na fase de projecto, também o são as válvulas e a respectiva distância (máxima) entre elas. Com a finalidade de fornecer *GN* aos diversos pontos de consumo a partir destas estações, instalam-se no *pipeline*, válvulas de derivação.

Estas válvulas de seccionamento e de derivação, assim como as bombas, são comandadas manualmente no local, ou por controlo remoto através de sistemas de telecomando existente no *pipeline*.



Figura 1.10 - Estação de controlo por válvulas, *Campo Maior*.

No início e no fim de cada sector do *pipeline*, são instalados uns *cilindros especiais*, com tampa de abertura rápida e equipados com válvulas de isolamento de pressurização e despressurização, para operações de inspecção que consistem em introduzir num destes *cilindros especiais*, um dispositivo de inspecção, *pig*, para controlo da condição estrutural ou para limpeza, adaptado ao diâmetro interior dos tubos que formam o *pipeline*, sendo posteriormente pressurizado com ar comprimido percorrendo o interior do *pipeline*, limpando as impurezas de construção e os condensados que eventualmente

se tenham formado, ou inspeccionando em acções de Manutenção a condição estrutural dos tubos que compõem o *pipeline*



Figura 1.11 - Estação de lançamento/recepção de *pigs*, *Bidoeira*.



Figura 1.12 - Estação de Inspeção e Controlo do *pipeline*, *Carregado*.



Figura 1.13- Sistema de supervisão, controlo e aquisição de dados *SCADA*, *Carregado*.

1.4 - REN Gasodutos, *pipeline case study* [1.8].

		Ø (mm)	Km
LOTE 1	- Setúbal - Leiria	700	173
LOTE 2	- Leiria - Stº Tirso	700	165
	- Stº Tirso - Braga	500	50
LOTE 3	- C.Maior - Leiria	700	221
LOTE 4	- Braga - Tuy	500	75
LOTE 5	- Monforte - Guarda	300	182
LOTE 6	- Mealhada - Viseu	500	76
LOTE 7	- Setúbal - Sines	800	87

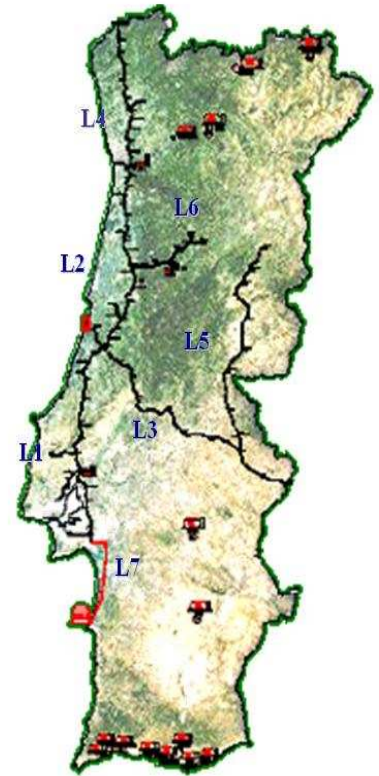


Figura 1.14- Rede de Transporte de GN por Pipelines

1.4.1 - Pressão de serviço e factor de segurança [1.9]

- Pressão de Serviço, p .

É baseada na tensão de cedência mínima do material dos tubos que compõem o *pipeline*,

$$p = \frac{2e \times \sigma_{ced.} \times FS}{D_e} \quad (1.1)$$

p , pressão interna de GN ou de serviço

E , espessura do material do tubo

$\sigma_{ced.}$, tensão de cedência mínima do material

FS , factor de segurança

D_e , diâmetro exterior do tubo

Constata-se que a pressão a suportar pelo tubo é proporcional à sua espessura e tensão de cedência daí ser controlada na sua composição metalúrgica a percentagem de carbono. Actualmente tubos de alta resistência são: *API 5L X65-X70-X80-X 100*).

- *Factor de segurança, FS.*

Representa o rácio entre tensão de serviço do *pipeline* e a tensão de cedência do material dos tubos que o compõem,

$$FS = \frac{\sigma_{op}}{\sigma_{ced}} \quad (1.2)$$

$$FS < 1 \text{ Factor de segurança} \quad (1.3)$$

σ_{op} , Tensão de serviço

σ_{ced} , Tensão de cedência mínima do material do tubo

O factor de segurança, *FS*, é função da localização do *pipeline*, da densidade populacional e da distância mínima em relação a edifícios ocupados, sendo variável conforme o código de construção aplicado:

Norma Europeia, que especifica um máximo de 0,72 aumentando em função da densidade populacional.

Norma Americana, que varia entre 0,4 e 0,8 áreas muito ou pouco densas.

Tabela 1.1 - Factor de segurança vs classes de localização do tubo

<i>Classes</i>	1	2	3	4
<i>Factor de Segurança</i>	0,72	0,60	0,50	0,40

1.4.2 – Soldadura

Os tubos são construídos, a partir de chapa enformada, unida por processos de soldadura por arco submerso, com vários passes sobrepostos e submetidos a acções de *Controlo da Qualidade* por meios não destrutivos *ensaios por Ultrasons* em toda a linha de fabrico.

O processo de soldadura intervém em várias fases da construção, tais como:

- Fabrico dos tubos e união dos tubos antes de serem depositados na vala;
- Soldadura de acessórios (falanges, curvas e tês) e modificações no *pipeline*.

Selecciona-se o processo de soldadura a aplicar: *manual* ou *semiautomático*: processo manual é por arco eléctrico com eléctrodos revestidos celulósicos *ARC WELDING MANUAL PROCESS*, processo semiautomático *MIG METAL INERT GAS*.

O procedimento de soldadura é *qualificado* e a soldadura é realizada por soldadores *certificados* (para o material, a espessura, o processo e a posição de execução).

Dá-se um pré aquecimento da zona a soldar de modo a reduzir a humidade existente e consequentemente a melhorar a difusibilidade do hidrogénio com redução de *ferrites* (*fissuração a frio*) [1.10].

- A soldabilidade dos aços dos tubos do *pipeline* é controlada através da análise dos elementos, que compõem o teor de Carbono Equivalente, *Ceq* [1.11], dado pela expressão (1.4)

$$\%Ceq = \%C + \frac{\%Mn + \%Si}{6} + \frac{\%Cr + \%Mo + \%V}{5} + \frac{\%Ni + \%Cu}{15} \quad (1.4)$$



Figura 1.15 – Linha de Construção do *pipeline*, tubos a soldar, *Sines*



Figura 1.16 – Processo de soldadura eléctrica manual, *SMAW*, *Santarém*.



Figura 1.17- Processo de soldadura semiautomática, *MIG/MAG*, *Sines*

Entre os possíveis defeitos de soldadura relacionados com as características do material e dos processos de soldadura, incluem-se:

- Fissuras por hidrogénio na zona termicamente afectada pela temperatura da soldadura, devidas à formação de sulfuretos;
- Fissuras no material soldado devidas ao hidrogénio que entra na composição dos eléctrodos;
- Fissuras no material soldado, após a solidificação;
- Dureza elevada na zona afectada pela temperatura da soldadura.

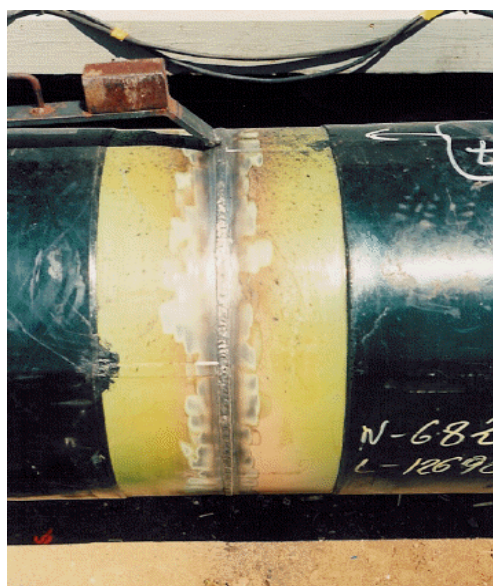


Figura 1.18 – Soldadura, *Braga*

O endurecimento e a eventual fissuração na zona afectada pelo calor são controlados da seguinte forma:

- Análise do metal próximo da soldadura;
- Controlo do teor de hidrogénio no metal de adição, *eléctrodo*;
- Pré aquecimento e controlo, entre passes, da temperatura do cordão soldado;
- Pós aquecimento;
- Pós tratamento térmico.

A fissuração a frio é um risco a ter em conta em aços utilizados em *pipelines*, construídos maioritariamente pelo processo de soldadura manual por arco eléctrico, no qual por razões de produtividade, se utilizam eléctrodos celulósicos que contêm alta percentagem de compostos que originam elevado teor de hidrogénio. Nos aços carbono, a susceptibilidade de fissura a frio na zona afectada pelo calor é reduzida pelo pré aquecimento, o qual diminuindo a temperatura de arrefecimento, evita o endurecimento na zona afectada pelo calor, tornando-a menos propícia ao desenvolvimento de fissuras.

1.4.3 – Pipeline em vala e testes hidrostáticos

- Legislação Portuguesa [1.12] da serventia do Projecto do *pipeline de GN*.

Resulta na demarcação da pista de trabalho e da preparação do solo para receber o *pipeline* soldado.

No caso Português, consta de Legislação que define o regime da ocupação do espaço, *servidão* do solo em que o *pipeline* é depositado, *enterrado* onde posteriormente irá operar.

Esta zona de *servidão* é função do diâmetro do tubo (no caso concreto, varia de 15 a 20 metros de largura), e quanto a ela a referida Legislação, define a utilização futura em termos agrícolas e outros, tendo em vista a Segurança de pessoas e bens, relativamente a esta infra-estrutura energética, que se desenvolve ao longo de cerca de 1500 Kilómetros.

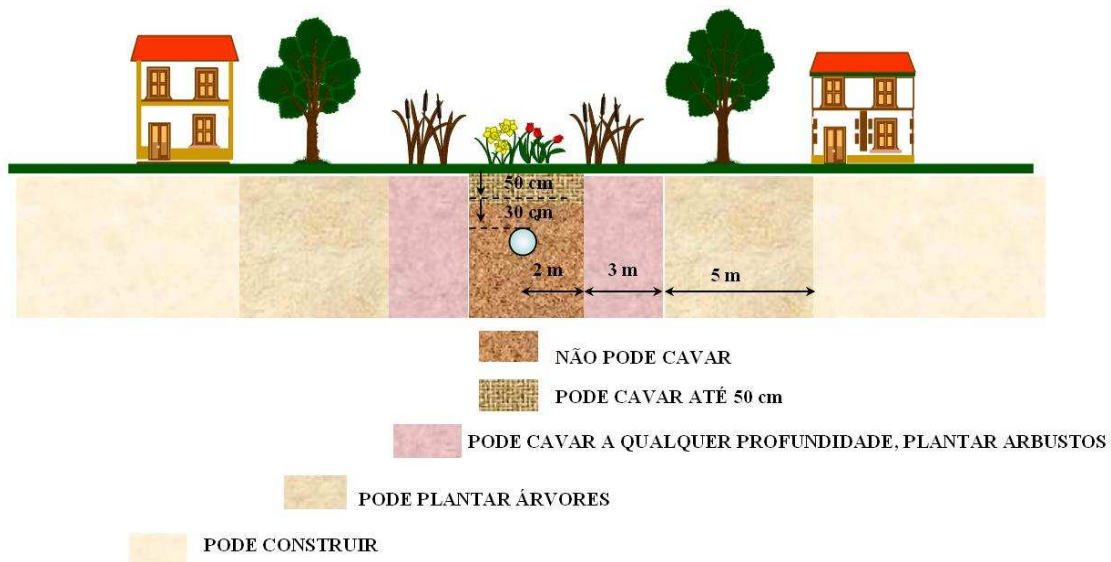


Figura 1.19 - Regime de *Servidão* que demarca as distâncias na Rede, *REN-Gasodutos*

Anteriormente á abertura da vala onde irá ser depositado o *pipeline*, processa-se a um estudo geológico do terreno [1.13], recorrendo-se ao uso de explosivos quando exigido pela natureza rochosa do solo para a execução adequada da abertura da vala.

- Preparação da vala que contém o *pipeline de GN*



Figura 1.20 – Vala para o *pipeline*, Sines.

Após a execução das soldaduras, estas são inspeccionadas por ensaios não destrutivos *END*, posteriormente processa-se a decapagem dos tubos por jacto de areia, na zona soldada. Depois destas operações os tubos são revestidos exteriormente [1.14] nas Juntas soldadas com material de características idênticas *polietileno* às do revestimento de fábrica, sendo então verificado as condições de aderência ao tubo do revestimento feito nesta zona do tubo por processo manual.

Depois de executado o revestimento das costuras soldadas, a vala é preparada com solos macios isentos de pedras de *granulometria* excessiva que possa afectar a integridade do revestimento dos tubos.

- Deposição do *pipeline* em vala

Os tubos depois de soldados, controlados e revestidos, são depositados na vala, sendo esta coberta com o solo preparado (com granulometria controlada) e à distância regulamentar (mínimo de 800 milímetros de profundidade), é colocada uma fita avisadora contendo a frase, *Tubagem com Gás*, com o objectivo de em situações de Manutenção ou outras, possa referenciar uma adequada distância de Segurança á tubagem.



Figura 1.21 – Deposição do *pipeline* em vala, *Ponte de Sor*.

- Testes hidrostáticos ao *pipeline* de GN

Com a finalidade de proporcionar um alívio das tensões residuais e a eliminação de eventuais micro fissuras resultantes do processo de soldadura, submetem-se sectores do *pipeline*, a testes hidrostáticos [1.15] em conformidade com a *Legislação Portuguesa* e os Códigos Internacionais de Segurança aplicáveis, *U.S. Federal Safety Regulations*, com valores que relacionam a tensão de cedência e a espessura mínima dos tubos. Assume-se que o teste hidrostático detecta e remove pequenos defeitos que podem afectar a integridade estrutural do *pipeline* abaixo de níveis aceitáveis de Segurança. A integridade mínima aceitável do *pipeline*, é baseada no teste hidrostático executado até 90% do limite de tensão de cedência do material do tubo *SMYS*, ou seja o *pipeline* é testado a 125% da pressão de serviço máxima admissível *MAOP*, durante 4 horas e caso o sector do *pipeline* em teste não esteja totalmente visível, reduz-se a pressão de teste para 110% da *MAOP* e prolonga-se o teste hidrostático durante mais 4 horas.

$$p_t = \frac{2e_x \sigma_{ced.x} FS}{D_0} \quad (1.5)$$

$$FS = \frac{p_t}{MOP} \quad 1,1 < FS < 1,4 \quad (1.6)$$

Para determinar a pressão de serviço máxima admissível *MAOP*, considera-se o *factor de segurança*, *FS* de 72% da tensão de cedência mínima do material do tubo (σ_{ced}).

Os testes de pressão hidrostáticos são executados na fase de construção. Com o *pipeline*, em operação executam-se anualmente (por vezes), com a finalidade de demonstrar a integridade do *pipeline*.

Dever ser tomado em consideração, que o teste hidrostático ao *pipeline*, não elimina defeitos profundos na estrutura dos tubos, que podem mais tarde originar fracturas, que provoquem eventuais fugas de *GN*. Em tubos de aço carbono de alta resistência, esses defeitos podem crescer por fadiga [1.16] (nas soldaduras em particular), causada pelos diferentes ciclos de pressão na bombagem de *GN*, do *pipeline* em operação ou devido a fenómenos de corrosão. A representação esquemática de pressões e relações entre elas, em função das classes de localização do pipeline e do factor de segurança, correspondente á zona de *enterramento*, é representado esquematicamente abaixo:

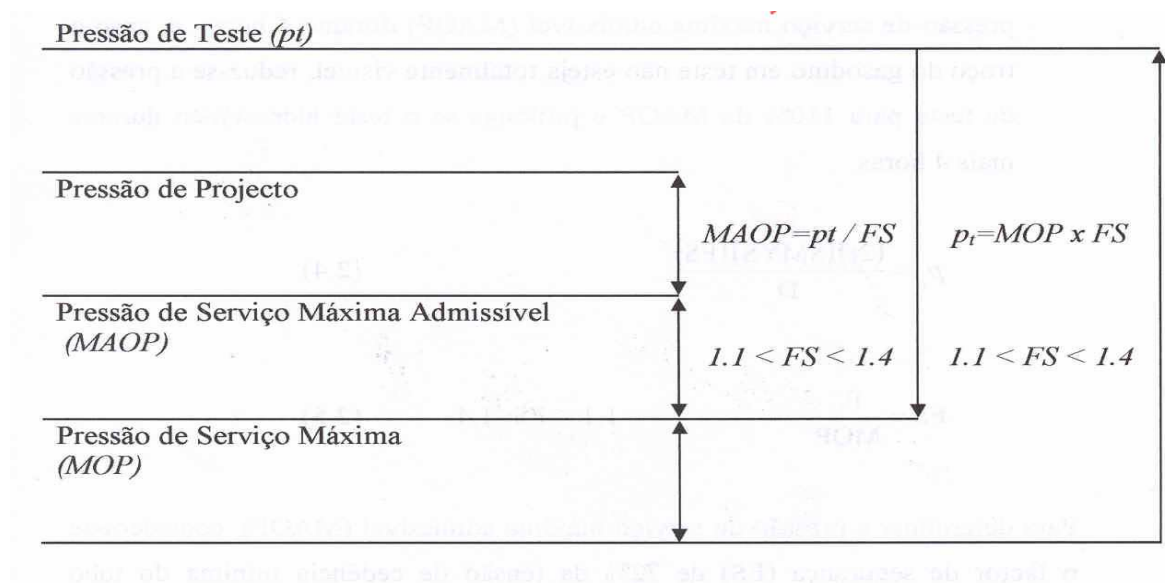


Figura 1.22- Pressões vs classes de localização e factor de segurança, ASME B 31.8

- Enterramento *do pipeline*



Figura 1.23- Execução do tapamento final do pipeline em vala, *Guarda*

1.4.4 Ensaios não destrutivos [1.17].

Após a conclusão da soldadura, torna-se imperativa a inspecção por ensaios não destrutivos (e, em situações específicas, por ensaios destrutivos) às juntas soldadas, executados por especialistas creditados ASNT (2004) níveis *I/II/III*, com equipamentos certificados e actuando de acordo com procedimentos específicos definidos no projecto *do pipeline*.

- *ASME V* (2004) e *API 1104* (2004).

Os ensaios não destrutivos *END* são executados e classificados em conformidade com o código aplicável *API 1104* (2004). As juntas a soldar (uniões de dois tubos) não são isoladas: nas extremidades dos tubos, o revestimento de fábrica é interrompido tendo em vista a operação de soldadura. Uma vez concluída, e tal como anteriormente foi referido, a soldadura é submetida a testes não-destrutivos e classificada em

conformidade com o Código de construção aplicável, tendo em atenção os defeitos mais comuns:

- . *Falta de fusão (lack of fusion)*, falha do metal de adição (eléctrodo) em fundir completamente com o metal base *tubo*;
- . *Inclusão (inclusion)*, fase não metálica (óxidos, sulfuretos e silicatos) não constituinte do metal e que se forma durante a fusão do material *tubo*;
- . *Inclusão de escória (slag inclusion)*, material sólido não metálico, retido no metal depositado, ou entre este e o metal base, proveniente do revestimento do eléctrodo;
- . *Poros (pores)*, pequenas *bolhas* de gás, provenientes de limpeza deficiente da junta de soldar ou de mau início de soldadura que podem originar, fissuras no metal base;
- . *Fracturas (cracks)*, descontinuidades abertas na superfície, ou internas originadas nas tensões localizadas, cujos valores excedem o limite de rotura do material *tubo*.

A utilização de ensaios não-destrutivos e destrutivos na construção do *pipeline* processa-se de acordo com as seguintes técnicas:

- . *END por ultra-sons – UT*, para detecção de defeitos por laminagem em chanfres de tubos a soldar, em caso de dúvidas sobre defeitos (*fissuras*) não detectados por outra técnica ou em componentes soldados na perpendicular;
- . *END por radiografia (raios X ou raios γ)*, em todas as soldaduras, 24 horas após terem sido executadas, para detecção de eventuais fissurações a frio por hidrogénio;
- . *END por líquidos penetrantes – DP*, nas soldaduras executadas na perpendicular ou para detecção de pequenos defeitos superficiais;
- . *END por partículas magnéticas – MP*, para detecção de pequenos defeitos superficiais.

1.5 Comentários e síntese

Foi desenvolvida extensa pesquisa em várias áreas de investigação, aplicáveis à concepção e construção de *pipelines* de transporte de gás natural.

Constatou-se a evolução do estado da arte, nas metodologias de construção, através da consulta e comparação das principais Normas e Códigos aplicáveis em termos Globais.

Tendo-se observado no Continente Europeu e Americano, um enquadramento restritivo dos Operadores destas Redes Energéticas, sob a supervisão de Autoridades Reguladoras, na obrigatoriedade do cumprimento (e prova de tal), da aplicação destas metodologias de construção, no que concerne ao projecto, execução e manutenção: das melhores práticas de engenharia, materiais, e procedimentos tecnológicos, recursos humanos qualificados e certificados, em conformidade com padrões de Qualidade e Segurança, que garantem e preservam o respeito pelo ambiente.

Capítulo II

2. Avaliação da integridade estrutural de pipelines

A integridade de um *pipeline* [2.1], significa que se mantêm intactos quer o caudal de *GN* dentro dos tubos que o compõem, quer os meios de que o Sistema dispõe para evitar que o *GN* se escape dele, e pressupõe que:

- . Todas as actividades se realizem de forma a preservar a segurança, em toda a sua extensão (Manutenção da Segurança);
- . Sejam mantidas as condições de serviço (Disponibilidade do Sistema).
- A integridade do *pipeline* é influenciada e condicionada nas três diferentes fases do Sistema, com as seguintes especificidades:
 - . Projecto do *pipeline*;
 - .. O rácio entre o diâmetro do tubo e a sua espessura,
 - .. A selecção do material e suas propriedades,
 - .. Os defeitos de fabrico dos materiais,
 - .. Posicionamento das válvulas,
 - . Instalação do *pipeline*;
 - .. Sistema de protecção anticorrosiva,
 - .. Sistema de detecção de fugas de *GN*,
 - .. Soldadura,
 - . Operação do *pipeline*;
 - .. Substância transportada,
 - .. Pressão estática e cíclica,
 - .. Relação de bombagem do *GN*,
 - . Cargas axiais *cargas externas*;
 - .. Defeitos que evoluem com o tempo, *corrosão*,
 - .. Protecção contra a entrada de estranhos ao Sistema,
 - .. Geologia e topografia envolventes, *deslizamento de solos*,
 - .. Proximidade de populações.
- Causas de perda de integridade dos *pipelines*.

A perda de integridade dos *pipelines* por colapso resulta em fugas de GN e tem a sua origem em:

- . Cargas externas ao *pipeline* 40%
- . Corrosão dos tubos 25%
- . Defeitos de soldadura e material dos tubos 20%
- . Erros de operação e causas naturais 15%

- Consequências da perda de integridade dos *pipelines*:

- . Fugas tóxicas;
- . Asfixia;
- . Radiação térmica;
- . Subpressão;
- . Explosão, danos por projecção de fragmentos do tubo;
- . Poluição ambiental.

Pipelines ao longo do tempo, podem deteriorar-se durante o serviço, daí ser necessário implementar no terreno, uma revisão á sua integridade estrutural. Esta requer uma análise da informação obtida, com a seguinte metodologia:

- . Do projecto, construção e comissionamento;
- . Do traçado do *pipeline* e zonas de risco (proximidade de moradias, leitos de rios, etc);
- . Histórico de operação;
- . Condição actual (através de relatórios de inspecção) falha;
- . Características do GN transportado;
- . Partes críticas do *pipeline* (SCADA, Estações de válvulas, Estações de lançamento/recepção de *pigs*);
- . Dados sobre bombagem do Sistema (compressão e descompressão nas fazes de abastecimento de GN);
- . Procedimentos de inspecção e Manutenção.

Esta metodologia de revisão da integridade, pode revelar a necessidade para mudanças na gestão do *pipeline*, nas áreas:

- . Operação;
- . Inspeção;
- . Manutenção (avaliação de defeitos, reparações, avaliação de risco e segurança);
- . Consultoria de gestão (auditorias técnicas).

Esta revisão da integridade do *pipeline* deve ser implementada por uma Entidade independente ao Operador (em conformidade com a Autoridade Reguladora), começando por auditar todo Sistema, analisando a base de dados (histórico do *pipeline*), passando a uma inspecção de campo, tomando o conhecimento de todo o Sistema de Transporte de *GN*. e por último, abordando com o Operador as perspectivas de utilização futura do *pipeline*

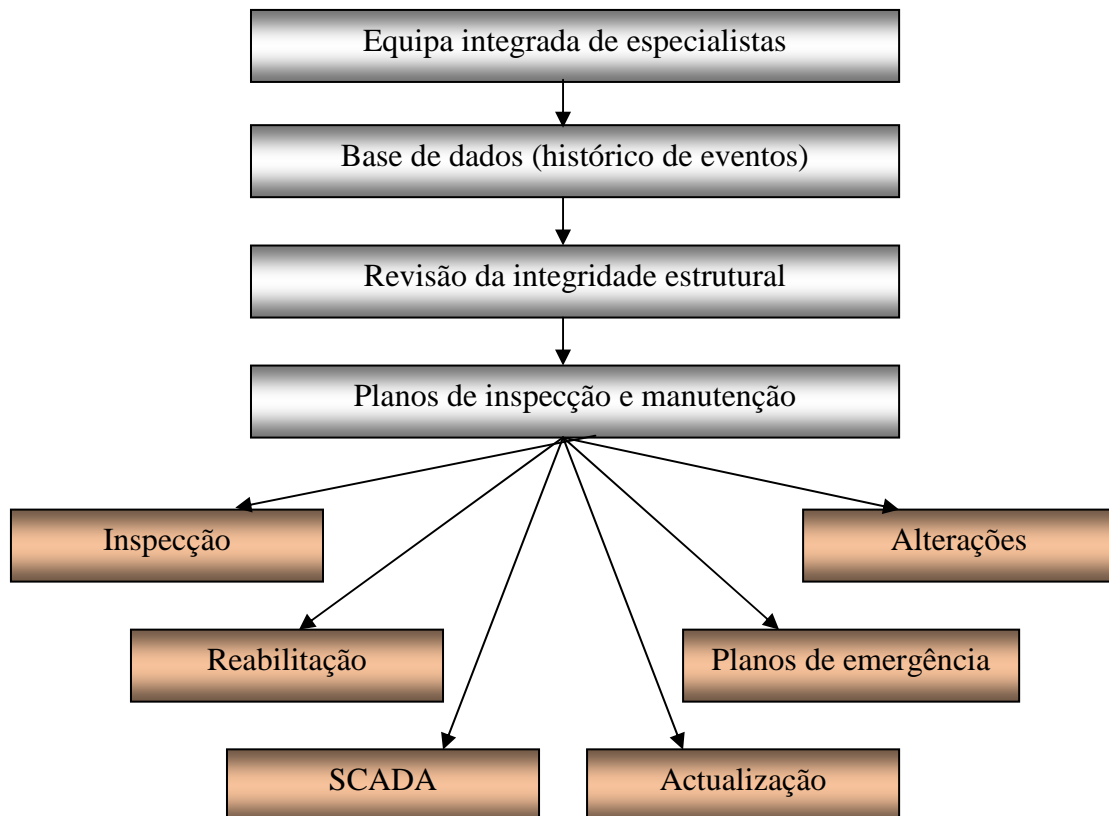


Figura 2.1 Integridade estrutural do *Pipeline*

2.1 Detecção e caracterização de eventos potenciadores de avaria, [2.2]

Os principais defeitos que se verificam nos *pipelines* de transporte de *GN* podem ser agrupados segundo a sua origem, a saber:

- . Cargas externas. Cargas exteriores que actuam sobre o tubo, *serventia*, e provocam entalhes planos, *dents*, arrancamento de metal, *gouges* ou situações combinadas *dents-gouges*;
- . Mecanismos de corrosão. Envolvente ambiental, (micro organismos que induzem a corrosão, erosão, corrosão geral *pitting*, corrosão selectiva em soldadura, corrosão por fadiga e fissuração por corrosão;

. Defeitos de construção. Material base e junta soldada, *soldadura*. No fabrico dos aços que compõem os tubos, podem surgir: laminagem, fendas nas costuras soldadas por arco submerso e descontinuidades no revestimento do tubo;

. As soldaduras *longitudinais* podem apresentar, por exemplo: fissuração, falta de fusão e colagem, porosidade e incrustações, estruturas metalúrgicas não habituais;

. Por seu lado as soldaduras *circunferenciais* nas juntas a soldar propiciam o aparecimento de designadamente, fissuras encobertas, inclusões alinhadas na soldadura, ausências de soldadura, fissuras por arco eléctrico;

. Fabrico de materiais do *pipeline*. Laminagem, fissuração por fadiga, defeitos de soldadura e deficiências na aplicação do revestimento;

. Defeitos de operação (em serviço). Defeitos decorrentes de acções de reparação (fissuras em soldaduras reparadas, danos causados durante a reinstalação do *pipeline* na vala) e fissuração a frio por hidrogénio.

- Defeitos mecânicos. A experiência operacional demonstra que os defeitos mecânicos são os principais responsáveis pelos colapsos em *pipelines* na Europa e nos EUA [2.3]. Os defeitos externos podem ser detectados directamente através da passagem de meios não destrutivos *pigs* ou indirectamente através do *Sistema* de protecção catódica e de acções de inspecção em programas de manutenção do *pipeline*

Os danos de que resultem deformações nos tubos do *pipeline* são identificados através de *pigs* limpeza, *pigs* calibre, *pigs* perfil ou *intelligent pigs*, que caracterizam os defeitos encontrados como entalhes planos *denting* ou perda de metal associado a arrancamentos *gouging*. Se for detectado e localizado um defeito deste tipo, escava-se a vala do *pipeline enterrado* para verificar o tubo que o apresenta, devendo, se a gravidade do caso o aconselhar, ser reduzida a pressão do gás no *pipeline* durante a fase de escavação, para prevenir a eventualidade de as acções de inspecção provocarem uma rotura. Os danos mecânicos são, geralmente, divididos em três categorias, conforme o tipo de defeito encontrado, e a elas correspondem conjuntos diversos de acções apropriadas para garantir que o *pipeline* continua a responder ao fim para que foi projectado e construído, e que é o do transporte de GN até aos pontos de consumo.

De seguida são apresentados os diferentes *pigs* [2.4] utilizados em operações de Inspeção e Manutenção de *pipelines* de GN:

. Os *pigs* de limpeza, têm como objectivo, melhorar as condições de escoamento do GN e sensibilidade das leituras, assim como reduzir o número de lançamentos de equipamentos de controlo de condição estrutural do *pipeline*;

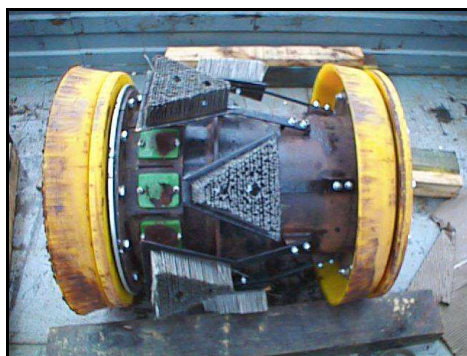


Figura 2.2 – *Pig de limpeza, REN Gasodutos.*

. Os *pigs* de perfil, têm como objectivo, quantificar as restrições internas do *pipeline*, e assegurar a livre passagem do *intelligent pig*;



Figura 2.3 – *Pig perfil, REN Gasodutos.*

. Os *pigs* calibre, têm como objectivo, detectar restrições na tubagem e assegurar a qualidade de construção do *pipeline*;

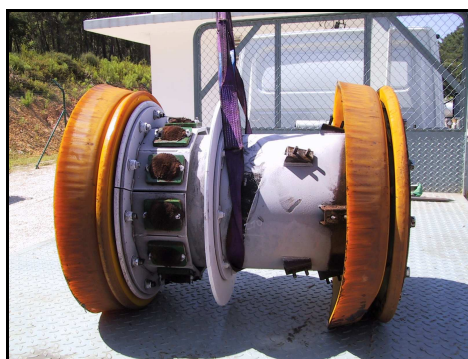


Figura 2.4 – *Pig calibre, REN Gasodutos.*

. Os *intelligent pigs* [2.5], com base na tecnologia *MFL*, devido á sensibilidade dos sensores de detecção de defeitos, utilizados neste tipo de ferramentas, requerem velocidades de deslocação, controladas entre 1 e 4 m/s, daí serem equipados com sistemas autónomos de regulação de velocidade, adaptando-se assim às velocidades de escoamento do *GN*, inerentes às actividades de Operação do Sistema de Transporte;

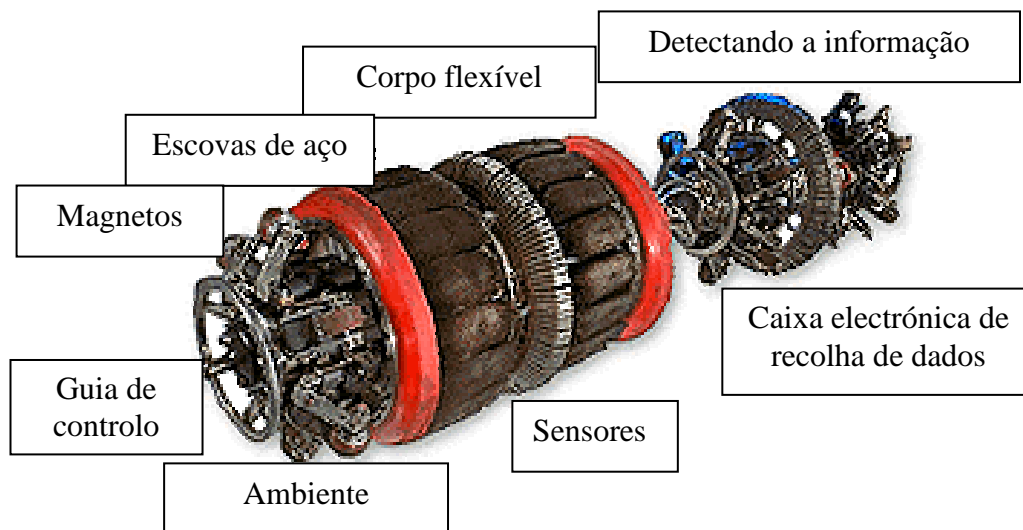


Figura 2.5 - *Pig intelligent*,

. Sistema de inspecção [2.6], *Pearson Survey*. Utiliza um gerador de AC, com um gradiente entre dois pontos, de elevado rendimento. Só monitoriza o estado do revestimento;

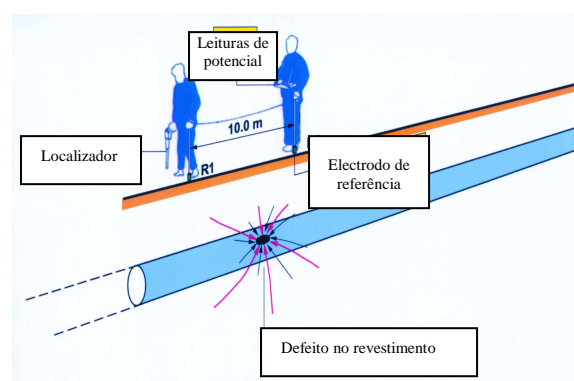


Figura 2.6 – Proteção catódica - *Pearson Survey*.

. Sistema de inspecção [2.6], *CIPS – Close interval potencial survey*. Têm um potencial de protecção e gradiente, é de baixo rendimento. Com a vantagem da operacionalidade do sistema de protecção catódica.

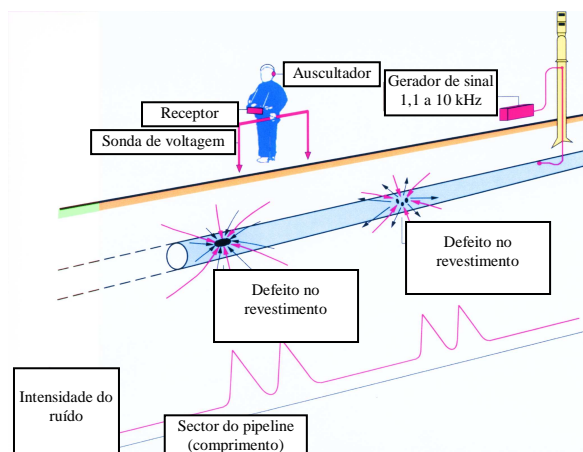


Figura 2.7 – Protecção catódica - *Close Interval Potential Survey*

Em situações de carregamentos acidentais sobre o solo onde o *pipeline* está enterrado *servidão*, os principais factores de análise a ter em conta relacionam-se com os aspectos:

. Geométricos, de resistência, de serviço e de extensão física dos danos causados sobre o *pipeline*, tais como;

- . Natureza e amplitude da carga aplicada;
- . A orientação do dano;
- . A pressão interna do *pipeline* no entalhe e as diferentes pressões de serviço;
- . A presença de entalhe, arrancamento ou entalhe-arrancamento;
- . Morfologia do defeito *largura e forma* e desenvolvimento de fissuras;
- . O diâmetro do tubo, relação diâmetro/espessura e condições de apoio do tubo na vala;
- . A espessura do tubo e a profundidade máxima do defeito;
- . O limite de tensão de cedência do material do tubo e a solicitação;
- . A tenacidade;
- . A resistência final.

A determinação da natureza dos danos mecânicos provocados por carregamentos anómalos conduz às seguintes interpretações:

. Defeitos provenientes de danos mecânicos ocorrendo à volta do tubo, após a causa da degradação ter sido removida;

. Entalhes planos no fundo do tubo que conservam a sua forma nunca seguem a volta do tubo *circunferencialmente*, sendo por isso uma situação problemática;

. A extensão e a severidade dos defeitos dependem também, das condições de apoio e de acondicionamento do tubo que formam o gasoduto enterrado na vala.

- Perdas de espessura: *controlo da corrosão*

A integridade do *pipeline* considerando a análise de defeitos por *corrosão*, assenta fundamentalmente sobre duas metodologias: a do código *ASME B31.G* e a do código modificado *B 31G*.

- Código *ASME B 31.8 G* (2002), [2.7]

Esta metodologia foi desenvolvida em 1975, para prever a pressão de colapso motivada por defeitos de corrosão. A pressão final *versus* capacidade de propagação do defeito por corrosão é calculada, tendo por base a quantidade de metal perdido e o limite de cedência do material do tubo. Se essa capacidade não exceder a pressão máxima de operação admissível numa margem de segurança suficiente, o *pipeline* pode continuar em serviço; caso contrário, essa secção deve ser reparada ou substituída.

- Código *ASME B 31.8 G* (2004) modificado

Assenta numa similitude do cálculo da estimativa situação de colapso, baseado no máximo comprimento e profundidade da corrosão. É mais complexa no tratamento informático; porém, pode rapidamente ser interpretada em tabelas e folhas de cálculo.

Reduz o excessivo conservadorismo de código anterior. Admite a possibilidade de fugas em casos limitados. Não é recomendada para tubos de baixa resistência mecânica.

O controlo da corrosão em *pipelines* enterrados assenta em sistemas de protecção catódica que podem ser de dois tipos, como anteriormente foi referido:

. Por *ânodos de sacrifício*, utilizando-se a diferença potencial electroquímico entre dois metais ligados, o ânodo e a estrutura metálica do *pipeline*;

. Por *corrente impressa*, utilizando-se uma fonte externa de corrente contínua.

Em geral, os sistemas de corrente impressa são aplicados em grandes zonas de superfície metálica e os sistemas de ânodos de sacrifício são aplicados quando essas áreas metálicas são mais reduzidas. A sua aplicação também é função da resistividade do solo e da disponibilidade da corrente exigida. A protecção catódica, em conjunto com o revestimento de origem do tubo *protecção passiva*, é a opção usada para proteger o *pipeline* contra a corrosão, proporcionando o controlo activo da corrosão em tubos enterrados e submersos, onde o revestimento pode eventualmente ser danificado. O revestimento proporciona um controlo primário da corrosão, sendo a protecção catódica

utilizada como método complementar para proteger áreas de revestimento danificado. A protecção catódica funciona suprimindo a dissolução metálica *reação anódica* e transmitindo uma corrente iónica a um ânodo externo através de um electrólito (solo, água no tubo), e esta corrente também proporciona uma redução de oxigénio (*catódica*) e a evolução na reacção do hidrogénio na superfície metálica do tubo.

Os danos provenientes de interferência externa podem desenvolver o mecanismo da fractura no ponto defeituoso e fazê-lo evoluir para o colapso por fadiga. Um defeito no revestimento do *pipeline* pode, ao fim de muito tempo, e caso não seja reparado, levar a um colapso plástico por corrosão. Os defeitos mecânicos causados por interferência externa (carregamentos/impacto), sobre o traçado do *pipeline*, são como a seguir se descrevem [2.8]:

- Entalhes planos *dents*

Os entalhes planos de que não tenha resultado a redução da espessura do tubo ou outro defeito e cuja profundidade não exceda 2% do diâmetro nominal do tubo *ASME B 31.8 G*, não têm efeito significativo na resistência do tubo à rotura. Quanto a entalhes planos mais profundos, só em casos excepcionais – quando a pressão de operação do *pipeline* é mais baixa do que a sua resistência à rotura – poderão ser aceites, pois não afectam a aptidão do *pipeline* ao uso, à operação.

Um critério geralmente aceite na análise da gravidade destes entalhes é o de se verificar, ou não, obstrução ou dano visível na operação de passagem do *pig* de inspecção.

Todavia, há duas excepções ao que foi afirmado: *pipelines* sujeitos ciclicamente a fenómenos de fadiga e entalhes em soldaduras.

Quando o *pipeline* é pressurizado ciclicamente, a *concentração da tensão no relevo do entalhe*, que pode ser calculada pela mecânica da fractura, através de curvas *S-N* para a zona adjacente do metal, reduz drasticamente a sua vida útil.

Os *entalhes* nas soldaduras representam uma dificuldade para a *aptidão da ao uso* do *pipeline*, pois podem estar associados a fissuras na soldadura devidas às elevadas solicitações que ocorrem durante a fase de operação, *ciclos de bombagem*, fissuras essas difíceis de detectar e dimensionar de forma precisa.

Refira-se, também, que, por vezes, as reparações são realizadas sob condições climatéricas adversas, o que se estas circunstâncias não forem tomadas em devida conta, poderá comprometer a integridade dos *pipelines*.

- Arrancamentos *gouges*

O arrancamento acontece quando o metal é removido localmente, embora a geometria

geral do tubo não se modifique. Como os aços dos *pipelines* são *dúcteis*, estes defeitos não apresentam o risco de *rotura frágil*. Por esta razão, os modelos de fenda axial de *Fearneough (2001)*, *Shannon (1999)* e *Kiefner (1998)* podem ser utilizados com os devidos factores de segurança para estabelecer níveis aceitáveis para o arrancamento, quando se trata de avaliar a aptidão do *pipeline* ao uso.

O *arrancamento* pode estar associado a fissuras devidas ao endurecimento do material do tubo.

Daí que se procure, na fase de inspecção, detectar eventuais fissuras removendo superficialmente a zona danificada do tubo. Assim como devem, igualmente, ser removidas do tubo as fissuras por corrosão sob tensão, pois as durezas elevadas e as tensões residuais que acompanham o arrancamento podem conduzir, mais tarde, a situações problemáticas.

Quando existem *solicitações cíclicas* na operação do *pipeline*, torna-se necessário proceder a uma avaliação do comportamento do *pipeline* à fadiga.

- Entalhes-arrancamentos *denting – gouges*

Esta situação de combinação representa a pior forma de dano no *pipeline*: um arrancamento localizado dentro da zona geométrica de um defeito com elevadas tensões pode originar o colapso repentino a baixa pressão e reduzir a vida útil por *fadiga*. Por acção da pressão do gás, a dimensão do entalhe reduz-se em profundidade, surgindo uma tensão elevada de dobragem à sua volta. No caso de um entalhe profundo, este fica instável e movimenta-se durante a pressurização do *pipeline*, causando um elevado número de solicitações mecânicas. A alta pressão, o defeito evolui rapidamente através da parede do tubo. A baixa pressão, verificam-se as condições para uma situação de colapso por *rotura dúctil*.

Em 1992, foi desenvolvido por *Hopkins* um modelo semi-empírico que relaciona a profundidade do entalhe e do arrancamento, o diâmetro do tubo e a sua espessura, a tensão de cedência do material e a tenacidade dada pelo ensaio impacto *Charpy V*, e que prevê a tensão de colapso no caso de sobrevir a situação combinada de entalhe e arrancamento. Nos *pipelines*, a profundidade dos entalhes é menor quando operam a pressões reduzidas. A concluir, realça-se novamente o facto de o dano na vida útil ou Ciclo de Vida, do *pipeline* em consequência de um fenómeno de fadiga em situação de entalhe ou de arrancamento (separadamente) ser menor, do que o que resulta de um outro fenómeno de fadiga, em situação combinada de entalhe arrancamento.

- Avaliação das solicitações em regime de *fadiga*

O colapso do *pipeline* por fadiga, não é um processo linear bem pelo contrário, as fissuras desenvolvem-se a um ritmo variável, em função da pressão, também ela variável, e o seu crescimento só se acelera em definitivo quando se aproximam de uma dimensão crítica, o que traz dificuldades acrescidas para a inspecção, pois a detecção da fissura pode justamente significar que já não resta muito tempo para se proceder a uma reparação que garanta a segurança do *pipeline*. A existência de soldaduras desalinhadas também tende a acelerar o mecanismo de fadiga. Como possíveis causas de tensão por fadiga num *pipeline*, enumeram-se as seguintes:

- . Vibrações durante a construção e deposição do *pipeline* em vala;
 - . Variações de pressão durante as operações *ciclos* de bombagem do *GN*;
 - . Variações de temperatura que originam tensões axiais nas soldaduras
- Movimento de terras, *deslizamento de solos*

O movimento de terras provoca tensões nos *pipelines enterrados*, podendo conduzir a sobrecargas elásticas em regime de compressão. Se o *pipeline* tiver defeitos, eles serão sujeitos a tensões devidas ao movimento do solo, motivo por que a secção do *pipeline* afectada deverá ser verificada, a fim de se confirmar a aptidão do *pipeline* ou concluir pela necessidade de reparação. As causas das tensões sobre o *pipeline* devidas a movimentos no solo são, entre outras:

- . Deslizamento do solo;
- . Mudanças nos níveis freáticos;
- . Movimentos de terras, particularmente quando o gasoduto está enterrado em zonas de grande inclinação;
- . Sismos que originam tensões repartidas, provocando *fadiga* em *baixo ciclo*;
- . Construção de aterros que aumentam a altura da cobertura sobre o *pipeline*;
- . Actividade de construção perto do *pipeline* enterrado, causando perda de suporte deste, em vala;
- . Carregamento devido a passagem não autorizada, de veículo pesado sobre o leito do *pipeline*, intromissão na servidão do *pipeline*.

Quando estes movimentos são conhecidos, as tensões sobre o *pipeline* podem ser previstas, embora isto requeira o conhecimento das propriedades do solo e do modo como o solo e o *pipeline* interagem. A interacção solo-tubo, conduz a métodos de avaliação de tensões em *pipelines* enterrados, devidas a carregamentos no solo acima do

tubo. É também possível medir as tensões no local, com a *técnica de abrir um furo central e criar uma solicitação, determinando-se assim o actual nível de tensão*. Posteriormente, monitoriza-se no tempo as mudanças de tensão utilizando, para o efeito, as *vibrações* e a extensometria, e prevendo-se e controlando-se a situação de carregamento.

É o equivalente à medida de tensões pelo *critério de Von Mises*, tomando-se em consideração a interacção de tensões axiais na zona de cedência [2.9]. A tensão equivalente é comparada com um nível de tensão admissível, calculado com base na tensão admitida pelo factor de projecto. Um nível de solicitação admissível pode ser uma aproximação alternativa, pois que em certas circunstâncias, o movimento do solo pode ser considerado, fixando um deslocamento de cargas controladas. Em conclusão, o movimento do solo resulta em:

- . Fonte de tensão axial elástica;
 - . Compressão *buckling*;
 - . Colapso, devido a um defeito existente.
- Uma vez o *pipeline* concluído, enterrado e posto em operação, a inspecção torna-se difícil de executar com facilidade. A utilização de *pigs* para a inspecção interna dos tubos proporciona a melhor indicação sobre a integridade do *pipeline*, medindo localizando e fornecendo uma série de dados sobre a condição interna e externa do *pipeline* tais como:
- . Informação sobre o tubo - soldaduras, variação de espessura;
 - . Informação acerca dos defeitos para os quais o *pig* foi projectado detectar, localizando-os com precisão (+/-1% de referência mais próxima da distância do tubo considerado), detectando os defeitos (tipo, dimensão mínima) e dimensionando-os (profundidade, comprimento, largura e perfil).
- O *pig* não dá directamente a espessura da parede ou a geometria do tubo, requerendo conhecimentos e experiência na interpretação dos dados: a área do defeito e a perda de metal são interpretados em conformidade com o código *ASME B 31.8 G* (2004), e restante regulamentação aplicável nos gasodutos. Geralmente agrupam-se os defeitos conforme: a perda de metal, a profundidade dos pontos de corrosão ou a dimensão de corrosão generalizada em conformidade com:
- . Tipo 1, Perda de material 10 a 20%, localizada geralmente em áreas isoladas, requerendo uma monitorização desta condição até à próxima inspecção;

. Tipo 2, Perda de metal do tubo 20 a 40%, não se verificando ponto corrosão profunda localizados em áreas isoladas, requerem uma exposição do *pipeline*, limpando e desbastando todos os eventuais pontos de corrosão aplicando novo revestimento para evitar corrosão futura;

. Tipo 3, Perda de material entre 40 e 60%, ou pontos profundos de corrosão localizada requer a exposição do tubo, a limpeza e redução dos pontos de corrosão localizada e proporcionar uma sobrecaça de revestimento;

. Tipo 4, Perdas de metal superiores a 60%, ou pontos profundos de corrosão localizada, numa grande área do tubo requer imediata exposição do *pipeline* reduzindo primeiro a pressão de operação, e escavando a zona actuando para que se repare a secção do tubo em causa.

- Há vários tipos de *pigs*, que são utilizados na inspecção de *pipeline*, em função do tipo de defeitos que se prevê encontrar, caracterizando-se da forma seguinte:

. *Pigs* por fluxo de corrente magnético *MFL*, de baixa ou alta resolução que medem defeitos na parede do tubo. Utilizam sensores para determinar a mudança do campo magnético, devido a pontos de corrosão;

. *Pigs* por ultra-sons *UST*, que requerem um líquido de contacto onde actua a sonda que transmite ondas sonoras de alta velocidade para dentro e fora da parede do tubo, medindo assim o tempo entre impulsos sonoros calculando a espessura actual do tubo;

. *Pigs* geométricos, com precisão medem em três dimensões o *pipeline* podendo identificar movimentos devido à pressão do solo *pigs* detectores de fissuras identificam fissuras fora das costuras soldadas longitudinalmente e axialmente;

. *Pigs* detectores da integridade do revestimento do *pipeline* medem a espessura do revestimento e a separação deste do tubo.

Os *pigs MFL*, detectam defeitos através da aplicação de um campo magnético na parede do tubo verificando-se que as irregularidades ou danos nos tubos modificam ou distorcem o campo magnético, traduzindo-se estas mudanças de campo magnético em dados de informação acerca da dimensão, localização e severidade das anomalias encontradas.

Orientados na direcção axial são geralmente utilizados para determinar perdas de metal nos tubos devido a corrosão.

Todos estes meios de inspecção de *pipeline*, podem efectivamente localizar defeitos por corrosão e perdas de material nos tubos, porém são limitados na sua capacidade para

detectar os mais significativos antecedentes de colapso em *pipelines*, os danos mecânicos causados externamente *carregamentos indevidos* sobre a superfície dos tubos do *pipeline* enterrado *entalhes*, arrancamentos, ou pequenos entalhes com arrancamentos.

A experiência demonstra, que uma pequena deformação causada hoje sem ser detectada, pode degradar-se ao ponto de resultar futuramente numa importante fenda no tubo. Enquanto a corrosão e um defeito mecânico podem em conjunto induzir uma perda de metal no tubo, um defeito mecânico causado por forças externas, sendo geralmente mais pequeno, é mais difícil de localizar podendo ser mais severo.

Uma pequena perda de material causado por corrosão é geralmente menos preocupante em contraste, com a perda de metal causada, por danos *cargas* mecânicos.

Isto é porque, danos mecânicos geralmente implicam arrancamento de material do tubo, podendo causar deformações *do grão* na estrutura do aço do tubo, e isto acontecendo afecta a ductilidade *elasticidade* do tubo.

Quando o entalhe e o arrancamento acontecem, a ductilidade do metal que compõe o tubo termina subitamente originando o aparecimento de fissuras nessa zona do tubo: nesta situação, introduzem-se no *pipeline pigs* geométricos ou calibrados, para recolher informações sobre o entalhe, que está associado aos danos mecânicos.

Os códigos que regulam este tipo de defeitos, estabelecem, que só em caso destes entalhes serem mais profundos do que 2% do diâmetro do tubo *em função da tensão de cedência do tubo*, é que têm de ser removidos por reparação.

Porém, há limites na tecnologia actual aplicada nas inspecções, localização e caracterização da degradação mecânica provocada no tubo, que associam a alteração intergranular do aço que compõe o tubo, as tensões e as solicitações plásticas com os danos mecânicos de forma a preverem-se situações de colapso nos *pipelines*

Investigadores do Battelle Institute e do Southwest Research Institute dos *USA*, [2.10] estão a desenvolver trabalhos de investigação, que conduzam a *pigs MFL*, com orientação de campos magnéticos dirigidos circunferencialmente no tubo, de forma a prever a vida restante do *pipeline*, estabelecendo orientações para acções preventivas localizadas em critérios de avaliação do efeito dos danos mecânicos sobre a resistência e a vida restante do tubo. As forças exteriores de carregamento sobre os tubos do *pipeline* podem resultar em deformações geométricas e magnéticas, os investigadores identificaram partes específicas *geométricas e magnéticas* dos sinais recolhidos pelos sensores do pig *MFL*: a parte geométrica do sinal recolhido resulta de entalhe perda de

metal e redução de espessura do tubo; à parte da permeabilidade magnética, surge devido a alterações intergranulares do aço que compõe o tubo, a deformação plástica e a tensão residual.

Então interpretando os sinais *MFL*: altos níveis de magnetização são quase todos devido a mudanças geométricas *metal removido*; zonas de baixo nível de magnetização são devidos a ambas as causas, mudanças de geometria e de permeabilidade magnética.

Usando esta metodologia investigadores identificaram as características da degradação mecânica. A degradação mecânica, deixa algumas marcas características num mapa de permeabilidade magnética associado ao defeito, incluindo uma auréola à volta das áreas de tensão do defeito, o arrancamento *gouge* e o efeito de bolha no fim do defeito.

. O funcionamento dos sensores utilizados nas ferramentas *MFL* é bastante sensível a grandes variações de velocidade.

As suas oscilações podem afectar negativamente a precisão da aquisição de dados, originando deficiências na identificação de defeitos.

A inspecção de *pipelines* através de *inteligente pig*, com base na tecnologia *MFL*, detecta anomalias estruturais nos tubos do *pipeline*, do tipo:

- . Defeitos de geometria com origem em sobrecargas de superfície ou deslizamentos no terreno de assentamento;
- . Defeitos de soldadura (*fissuras* ou *fracturas*), defeitos de corrosão (*pitting* ou outra).

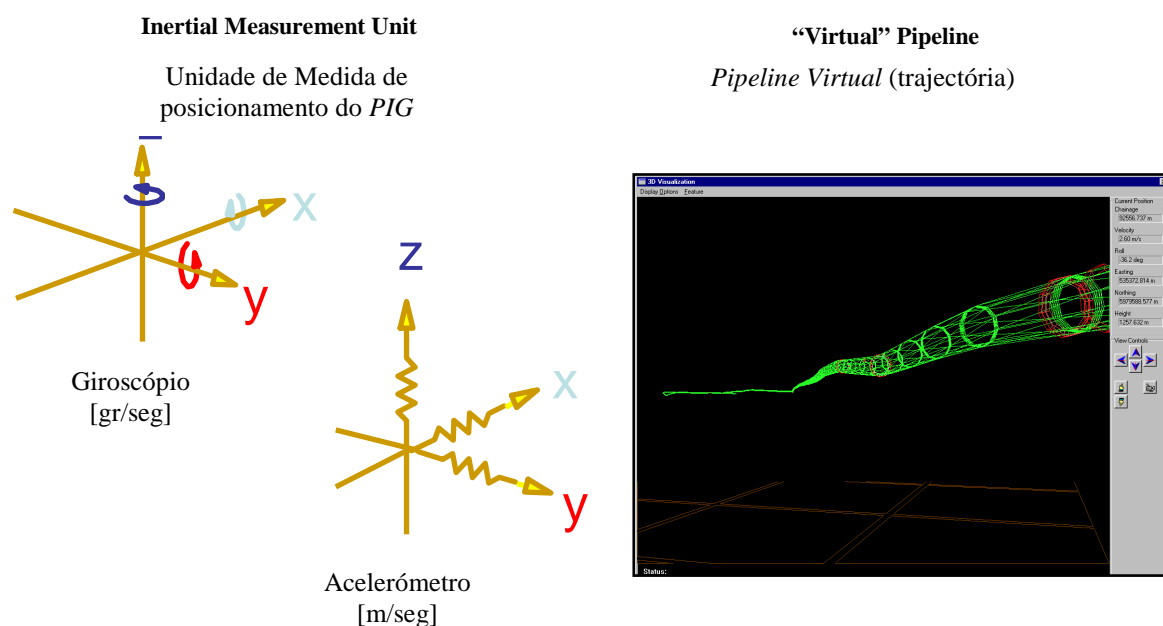


Figura 2.8 – Procedimento de aplicação de *END* ao *pipeline* [2.11]

O sistema de detecção de defeitos na superfície dos tubos do pipeline, neste tipo de tecnologia MFL, baseia-se na fuga de campo magnético, motivado por variações de espessura do material do tubo. O campo axial, é paralelo ao plano da tubagem, no sentido do escoamento do GN, o campo radial, é perpendicular á parede da tubagem, e o campo circunferencial, desenvolve-se em torno do perímetro da tubagem.

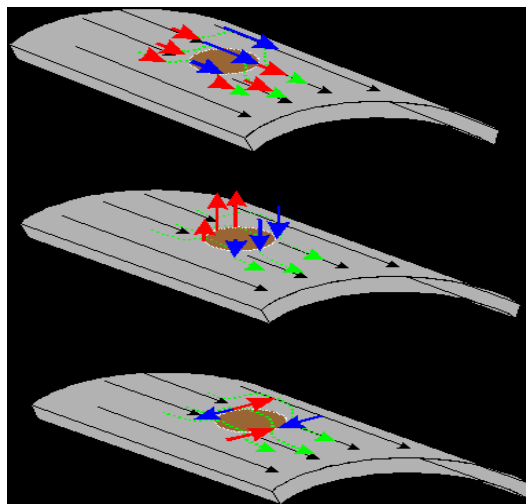


Figura 2.9 – Sensores magnéticos: axial, radial e circunferencial



Figura 2.10 – Monitorização da condição estrutural: *intelligent pig*



Figura 2.11 – Monitorização da condição estrutural do *pipeline* no terreno



Figura 2.12 – Monitorização da condição estrutural do *pipeline* no terreno, Sines



Figura 2.13 – Declive: erosão da vala de assentamento do *pipeline*, Braga

- *Corrosão*, [2.12]

A corrosão num *pipeline* pode ocorrer internamente, devido a um revestimento deficiente (quando este é aplicado há uma falha do *inibidor* introduzido), e externamente, devido a um revestimento mal executado ou a rotura do isolamento no mecanismo de protecção passiva do *pipeline* conjuntamente com uma interrupção nos mecanismos de protecção catódica do *pipeline*.

Na interpretação e determinação de processos correctivos da corrosão, são identificados dois casos distintos: perda generalizada de metal e consequentemente corrosão, que leva à rotura, ou corrosão sobre tensão, que leva igualmente à falha.

A corrosão com perda de metal pode variar em forma e dimensão, desde um ponto isolado de corrosão a uma corrosão generalizada ao longo do tubo, em comprimento e/ou circunferencialmente. Podem ocorrer defeitos que originam mecanismos de rotura com deformação, provocando o colapso da restante secção do tubo.

No código *ASME B 31.8 G* são estabelecidos critérios de aceitabilidade uma vez determinada a pressão de colapso de um tubo corroído num *pipeline* em operação.

Crítérios baseados nos estudos realizados pelo *The Battelle Memorial Institute* e a *American Gas Association* [2.13], que realizaram um programa específico que compreendia 140 testes, envolvendo tubos com defeitos, e desenvolveram critérios que puderam prever em que condições de operação os *pipelines* seriam sujeitos a situações de rotura. Verificaram posteriormente, numa série limitada de 48 testes realizada fora da zona de defeitos paralela ao eixo longitudinal do tubo, que, quando a situação de carga actua, a perda de metal aumenta na secção restante da espessura do tubo.

- Os mecanismos de corrosão em tubos de um *pipeline* implicam:

- . Poder ocorrer interna e externamente;
- . Uma redução na espessura da parede do tubo disponível para resistir à pressão;
- . Pequenos defeitos concentrados são mais perigosos do que os mais longos;
- . Defeitos superficiais a meia espessura do tubo são mais graves do que os internos;
- . Em defeitos mais longos, a propagação da fissura faz-se na direcção da redução de espessura em todo o tubo, provocando a rotura por colapso plástico da última secção da espessura do tubo (Figura 4.11).

A determinação dos níveis de corrosão segue o seguinte modelo:

$$\sigma = \sigma_f \frac{\left(1 - \frac{d}{e}\right)}{\left(1 - \left(\frac{d}{e}\right)^x \left(\frac{1}{M}\right)\right)} \quad (2.1)$$

σ - Tensão normal que causa a fissuração

σ_f - Tensão de cedência

e - Espessura nominal da parede do tubo

d - Profundidade máxima do defeito

M - Factor Folias (parte do modelo que prevê a dimensão crítica do defeito)

. *Revestimentos*, [2.14]

Nas inspecções ao *pipeline*, verifica-se se revestimento é ou não eficaz e se serão necessários novos tipos de revestimentos durante o ciclo de vida do *pipeline*.

É feita uma avaliação ao sistema de protecção catódica, o que poderá evitar a substituição do revestimento, a sua degradação ou a afectação da tubagem.

A análise do revestimento verifica a sua compatibilidade com o meio envolvente e as condições de funcionamento do *pipeline*. Como complemento, e a fim de proporcionar

um isolamento eléctrico eficaz e impedir a entrada de humidade, o revestimento deverá ter uma boa aderência e demonstrar resistência à descolagem.

Os revestimentos são do tipo termoplástico ou betão. O tipo de material utilizado é função das características da zona por onde passa o *pipeline*. Sendo verificadas as seguintes situações:

. O revestimento deve ser resistente, para suportar as variações de temperaturas resultantes da alteração brusca na compressão do *GN*, que se verifica nos ciclos de bombagem deste, o peso do revestimento de betão, que é utilizado nas zonas em que o *pipeline* está submerso na água *atravessamentos de rios*,

A existência de tensões, capazes de danificar o revestimento, resultantes da expansão e contracção térmicas do *pipeline*, pressão do solo, sistemas de protecção catódica ou ondas de pressão durante o ciclo de bombagem.

Os registos disponíveis, sobre a monitorização da corrosão e a protecção catódica são analisados, com o objectivo de determinar quer a sua eficácia, quer a existência de alguma deterioração na tubagem, através de uma monitorização minuciosa com a inspecção por passagem do *intelligent pig*, ou de sector para sector através de medições da protecção catódica, analisam-se os registos do comportamento do *pipeline* no solo, humidade, nível de linha de água e características geológicas do solo.

Nos locais onde foram detectadas falhas no revestimento, são efectuadas escavações para inspecção do *pipeline*.

Diferentes níveis de gaseificação, geometria da vala, características do solo, células metálicas e corrosão bacteriológica, são factores tidos em consideração, e analisados adequadamente.

A corrosão externa, é um problema existente em todos *pipelines* subterrâneos, como resultado da existência de uma longa linha contínua de curso do *pipeline* no solo.

Nas inspecções ao *pipeline*, analisa-se a extensão da eventual corrosão interna e externa. Esta informação é utilizada para a selecção dos revestimentos e da protecção catódica, assim como na análise da integridade estrutural da tubagem.

A corrosão interna depende, principalmente da composição do gás transportado. A temperatura existente em conjugação com a composição química do solo, aliada à degradação do revestimento provocada pela agressividade dos solos, pode originar a ocorrência de fracturas de corrosão sob tensão. Evita-se esta situação, regulando os valores exigidos de protecção catódica.

A corrosão externa está dependente das condições do meio ambiente em que se encontra o revestimento do *pipeline* e do sistema de protecção catódica.

Na análise da integridade estrutural, verifica-se se existem situações de corrosão que perante uma redução de espessura da tubagem os efeitos corrosivos, são agentes que provocam um aumento de tensões naquele local, facto que poderá afectar a resistência do *pipeline* à fadiga, ou mesmo perante um defeito de fabrico dos tubos *laminagem* ou numa soldadura *micro fractura*, pode potenciar o seu crescimento durante o funcionamento do *pipeline*.

No *pipeline enterrado*, em ambientes agressivos, a corrosão externa provocada por acção de ácidos sobre o metal dos tubos *pitting*, pode aumentar em certos tipos de solos, no aço não protegido ou *zonas de revestimento danificado*.

A agressão da água contida no solo, pode provocar fracturas por corrosão sob tensão, e assim iniciar defeitos de corrosão, resultando num ataque generalizado aos tubos do *pipeline*, pois que a fractura propaga-se ao longo da tubagem, pois que no processo de fabrico os tubos são soldados longitudinalmente por soldadura eléctrica *por arco submerso*.

Pode também ocorrer agressão atmosférica, em zonas onde o *pipeline* não esteja devidamente revestido e por isso exposto ao ar aquando este emerge do solo, nas zonas das Estações de válvulas.

. Corrosão sob tensão, [2.15]

O plano de inspecção e ensaios ao *pipeline*, é definido para verificar as zonas de ocorrência de eventuais fracturas devidas á corrosão sob tensão. A análise de evolução de potenciais defeitos, é usada para analisar e avaliar a integridade estrutural da tubagem do *pipeline*. As fracturas provocadas por corrosão sob tensão, podem ocorrer no gasoduto, durante uma combinação adversa entre material, ambiente e estado de tensão.

Os ambientes (solo que contém o pipeline) são básicos ou ácidos ou contém elementos químicos que promovem a corrosão sob tensão.

O estado de tensão pode ser provocado por tensões térmicas. Estas fracturas, podem resultar de uma falha de revestimento, ou num estado de tensões residual nas soldaduras, desenvolvimento mais perigoso, que resulta da reacção do aço do tubo, com o ácido sulfídrico na proximidade de uma soldadura, que poderá eventualmente, originar fracturas transversais, no material do tubo do *pipeline*.

- Metodologia de caracterização de defeitos por *corrosão externa* [2.16].

P_d – Pressão no momento da inspeção

P_h – Pressão mais alta registada no ano anterior

Requisitos necessários: redução na pressão a $0,8 P_d$ ou $0,8 P_h$ antes da inspeção e durante a reparação do *pipeline*, determinando então a espessura na zona corroída e não corroída.

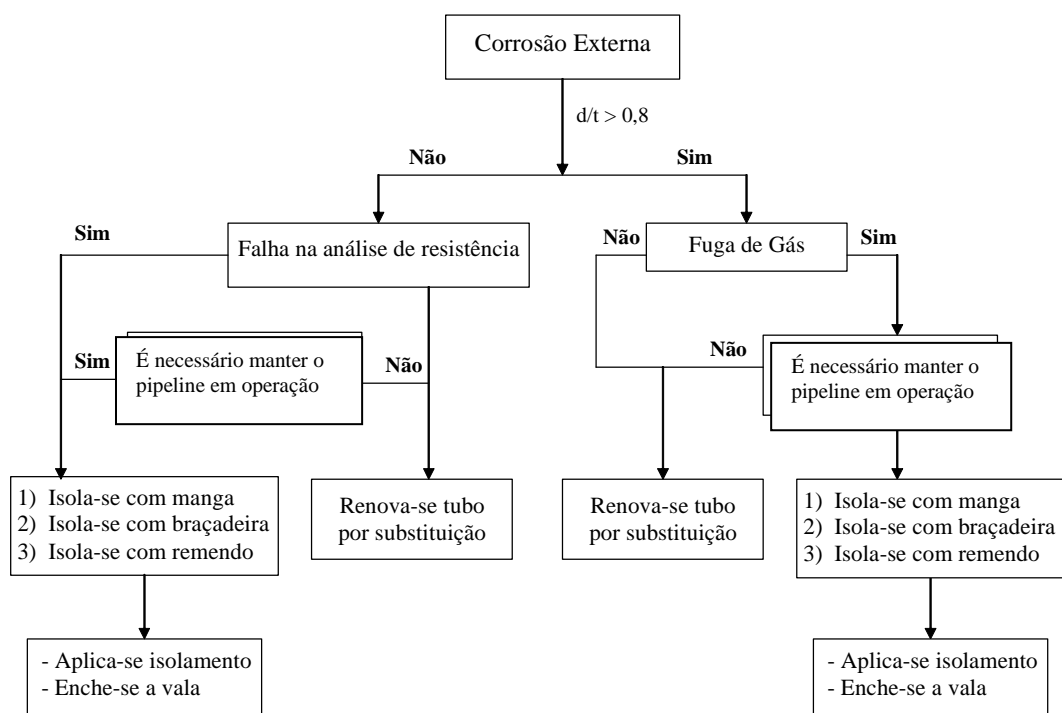


Figura 2.14 - Caracterização de corrosão externa num *pipeline*

- Metodologia de caracterização de defeitos por *corrosão interna* [2.16]

Pd – pressão no momento da inspecção

Ph – Pressão mais alta registado no ano anterior

Requisitos necessários: redução na pressão a $0,8 P_d$ ou $0,8 P_h$ antes da inspecção e durante a reparação do *pipeline*, determinando então a espessura na zona corroída e não corroída.

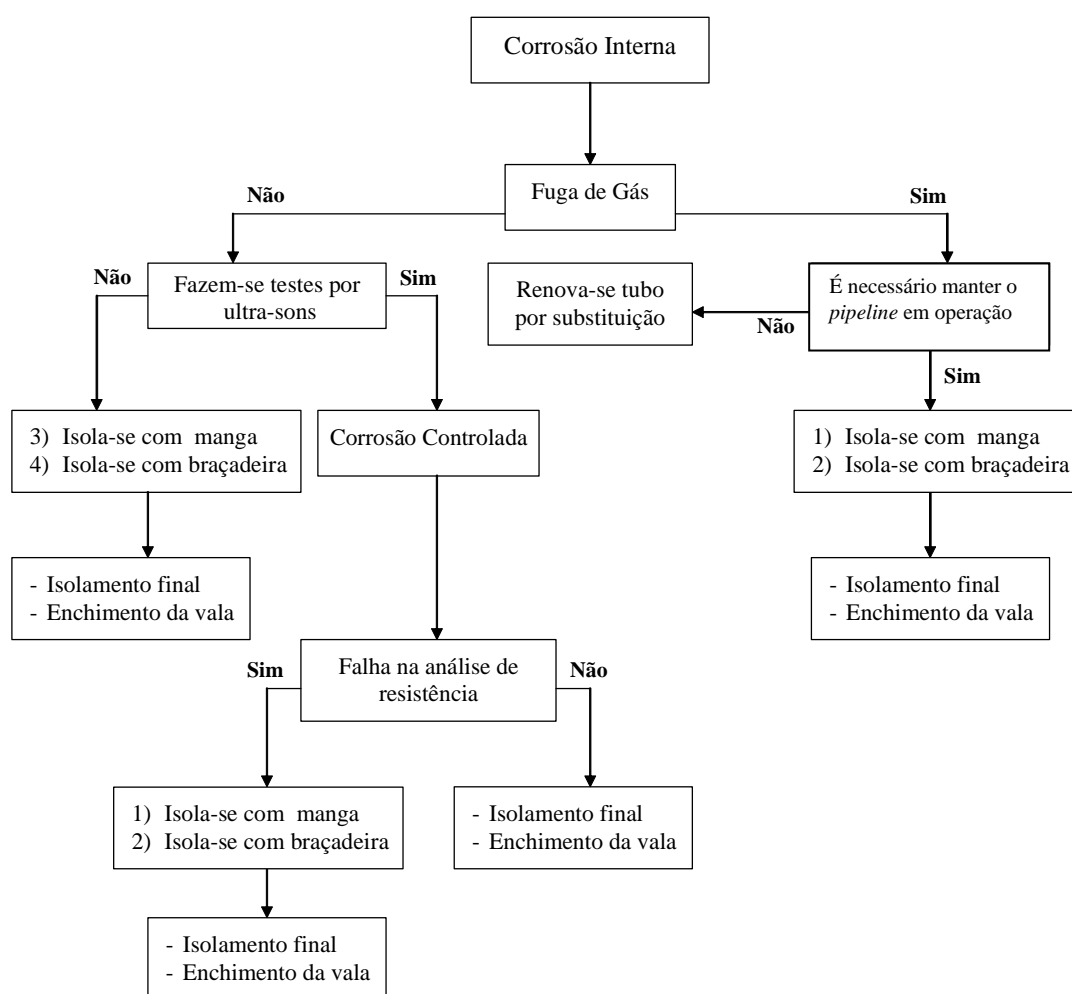


Figura 2.15 - Caracterização de corrosão interna num *pipeline*

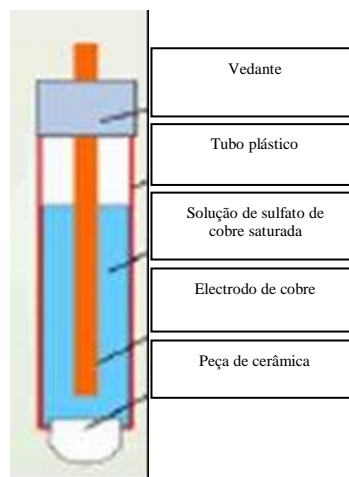


Figura 2.16 - Estrutura do eléctrodo de referência

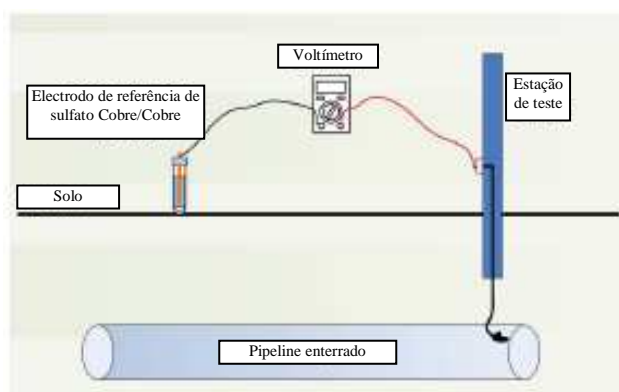


Figura 2.17 – Medição de potencial, tubo vs solo

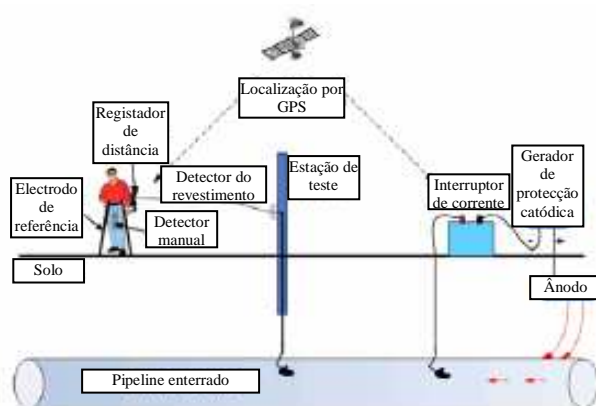


Figura 2.18 – Diagrama esquemático de detecção

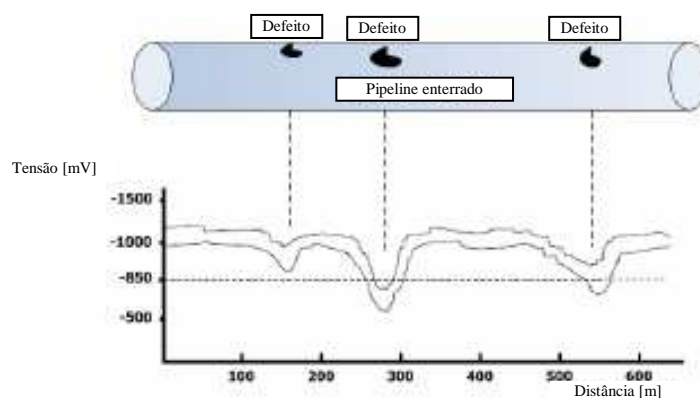


Figura 2.19 – Curva de detecção típica

2.2 Base de dados de Inspeção, [2.17]

Na elaboração da base de dados sobre a condição estrutural do *pipeline*, utilizou-se a metodologia de Inspeção dos tubos, assente nas ferramentas não destrutivas de detecção de defeitos, como se descreve:

- 1º Passagem do *pig* calibre;
- 2º Passagem do *pig* limpeza;
- 3º Passagem do *pig* perfil;
- 4º Passagem do *pig* *intelligent*

O Programa de Manutenção, de *pipelines* enquadrado em termos internacionais, assenta na obrigatoriedade de os Operadores de Sistemas de Transporte de GN, por se tratar de Redes de alta pressão (geralmente a operarem entre 75 bar e 90 bar de pressão), a inspecionarem os seus pipelines de dois em dois anos e consequentemente, fazerem prova documental desses dados nos seus Sistemas de Gestão de *pipelines* de GN.

Partindo deste pressuposto, as metodologias de Inspeção e os dados, que se apresentam de seguida, são resultado do trabalho de cam

po, durante dois anos consecutivos, onde o traçado do *pipeline*, foi dividido por sectores, e o Operador recorrendo a especialistas internacionais, cujos equipamentos de detecção, análise e caracterização (em conformidade com Códigos aplicáveis em pipelines de GN), acompanhou a Inspeção com a Direcção de Manutenção, e obteve o estado da condição estrutural do pipeline estudado.

Posteriormente, ao armazenamento, destes dados de Inspeção, fizeram-se análises comparativas, com ao *histórico* dos dados *recolhidos* em Inspeções anteriores (1997/99, 00/02, 03/05), de forma a conhecer-se a evolução da condição estrutural do *pipeline*, incidindo particularmente em sectores que se encontravam sob monitorização,

devido á especificidade dos eventos (anteriormente detectados) potenciadores de avarias. É sobre estes resultados das inspecções de campo, que o autor deste trabalho de investigação assistiu, fazendo o posterior tratamento dos dados. Tendo como objectivo, trabalhar na procura de soluções, que possam ser aplicadas pela indústria dos *pipelines*, na Análise e Gestão do Risco, dos seus Sistemas de Transporte de *GN*.

- Inspeção ao *pipeline* em 2005, [2.18].

. Programa por sector do *pipeline*

- Linha 7000 (Campo Maior / Ponte de Sôr) – 103 Km
- Linha 8000 (Ponte de Sôr / Leiria) – 115 Km
- Linha 2000 (Leiria / Rio Maior) – 67 Km
- Linha 1003 (Carregado / Frielas) – 34 Km

Todas as linhas têm um diâmetro de 28” (711 mm)



Figura 2.20 – Programa de Inspeção ao *pipeline*, em 2005, REN-Gasodutos

- Inspeção ao *pipeline* em 2006, [2.19].

. Programa por sector do *pipeline*

- Linha 2500 (Pombal / Taveiro) - 44 Km
- Linha 3000 (Taveiro / Santo Tirso) – 120 Km
- Linha 4000 (Santo Tirso / Famalicão) – 42 Km
- Linha 5000 (Famalicão / Valença) – 81 Km
- Linha 3004 (Santo Tirso / Tapada) – 7 Km

As linhas têm diâmetros de: 28”, 20”e 24”
(711 mm, 500 mm e 600 mm)

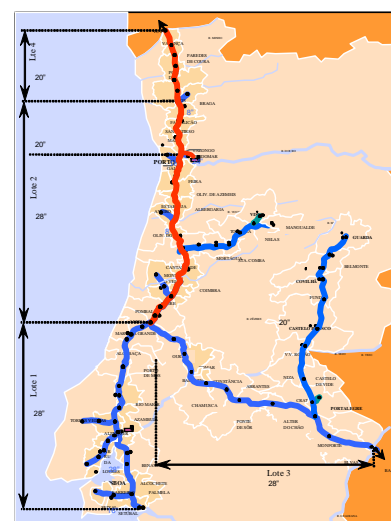


Figura 2.21 – Programa de Inspeção ao *pipeline*, em 2006, REN-Gasodutos

Dando seguimento ao estabelecido em Normas aplicáveis á escala Internacional, no que concerne á garantia da Qualidade e Segurança da integridade estrutural de *pipelines* de GN, as Entidades Reguladoras Nacionais, recomendam aos Operadores de Sistemas de Transporte de GN, como boas práticas de Gestão, a Inspeção por meios não destrutivos (*intelligent pig*) de dois em dois anos, o controlo da condição estrutural da tubagem e a sua consequente monitorização no terreno.

Assente neste pressuposto, os Operadores de *pipelines* de GN utilizam esta Recomendação Regulamentar, para elaborarem uma Base de Dados de Inspeção, que serve de ponto de partida, para construir um Programa de Manutenção destas infraestruturas, assente na Análise e Avaliação do Risco – *RBI*, que responde ás Recomendações Regulamentares, assim como ás consequências negativas de natureza humana, ambiental e económica, que resultam de um eventual colapso do *pipeline*.

No âmbito deste trabalho de investigação, monitorizou-se este *pipeline* no terreno e em recolha e tratamento dos dados de Inspeção, durante um período de dois anos consecutivos – 2005/2006 (tendo acesso ao histórico da base de dados do início da construção - Julho/1994, até á entrada em funcionamento – Fevereiro/1997 do *pipeline*).

Apresentando-se de seguida os dados seleccionados do evento com maior contribuição para a falha/avaria do *pipeline* estudado, que em boa verdade segue um padrão de comportamento Internacional, tal como foi constactado por pesquisa em literatura da especialidade.

Nota:

Tendo sido o responsável pela Implementação e Coordenação da Garantia da Qualidade dos Consórcios Internacionais, aquando da Construção do Gasoduto Português (1995-2000), o Autor deste trabalho de Investigação, agradece á REN-Gasodutos a autorização de utilização e tratamento destes dados.

Tabela 2.1- Descrição e tipologia dos defeitos

Nº	Evento	Descrição
DEF	Deformação	Deformação mecânica do tubo que não resulta numa redução de espessura
OVL	Ovalização	Ovalização do tubo sem perda de espessura
ARR	Arrancamento	Deformação induzida mecanicamente que origina redução localizada da espessura do tubo
CCF	Defeitos de corrosão circunferencial	Defeito orientado circunferencialmente em forma de fendas ou pequenas ranhuras
CGN	Defeitos de corrosão generalizada	Defeito de corrosão generalizado com área afectada superior a 3 vezes a espessura do tubo
CPT	Defeitos de corrosão localizada	Defeito de corrosão generalizado com área afectada inferior a 3 vezes a espessura do tubo
REV+SOLO	Defeito de construção	Defeitos no revestimento dos tubos e defeitos de instalação do pipeline em vala
SCF	Soldadura circunferencial	Defeito associado ao processo de soldadura na construção (poros, falta de penetração, fissura)
SLG	Soldadura longitudinal	Defeito associado ao processo de soldadura na construção (poros, falta de penetração, fissura)
LAM	Defeito de fabrico	Defeito por laminagem nas chapas de fabrico dos tubos

Tabela 2.2 - Resultados das Inspeções de campo ao *pipeline REN - Gasodutos*, durante o período de 2005 a 2006.

	Carregamento / Deformação			Corrosão			Construção	Soldadura		Materiais
	DEF	OVL	ARR	CCF	CGN	CPT	REV+SOLO	SCF	SLG	LAM
Linha 1003	1	0	0	0	3	1	0	0	0	0
Linha 2000	11	1	0	2	0	1	2	0	0	0
Linha 2500	1	0	0	0	4	0	0	0	0	0
Linha 3000	10	0	0	3	2	1	2	0	0	0
Linha 3004	0	0	0	1	3	2	1	0	0	0
Linha 4000	3	0	0	2	1	1	2	0	0	2
Linha 5000	3	2	0	0	0	2	0	0	0	0
Linha 7000	10	3	0	4	3	1	6	0	0	0
Linha 8000	13	0	0	2	4	1	4	0	0	0
Total Parcial	52	6	0	14	20	10		0	0	
TOTAL 1	58			44			17	0		2
TOTAL 2	121									

CAUSAS DE FALHA / AVARIA

■ Carregamento / Deformação
 ■ Corrosão
 ■ Construção
 ■ Soldadura
 ■ Materiais

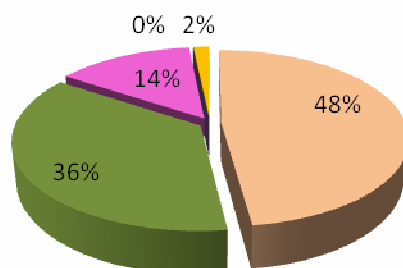


Figura 2.22 – Causas de falha/avaria do pipeline

Tabela 2.3 - Quantidade de defeitos, analisados e monitorizados, no evento seleccionado *dent*, nas Inspeções de campo, entre 2005-2006.

	L [Km]	D [mm]	Defeito	Def / Km
			DEF	
Linha 1003	34	711	1	0,029
Linha 2000	67	711	11	0,164
Linha 2500	44	711	1	0,023
Linha 3000	120	711	10	0,083
Linha 3004	7	600	0	0,000
Linha 4000	42	500	3	0,071
Linha 5000	81	500	3	0,037
Linha 7000	103	711	10	0,097
Linha 8000	115	711	13	0,113
TOTAL	613		52	0,085

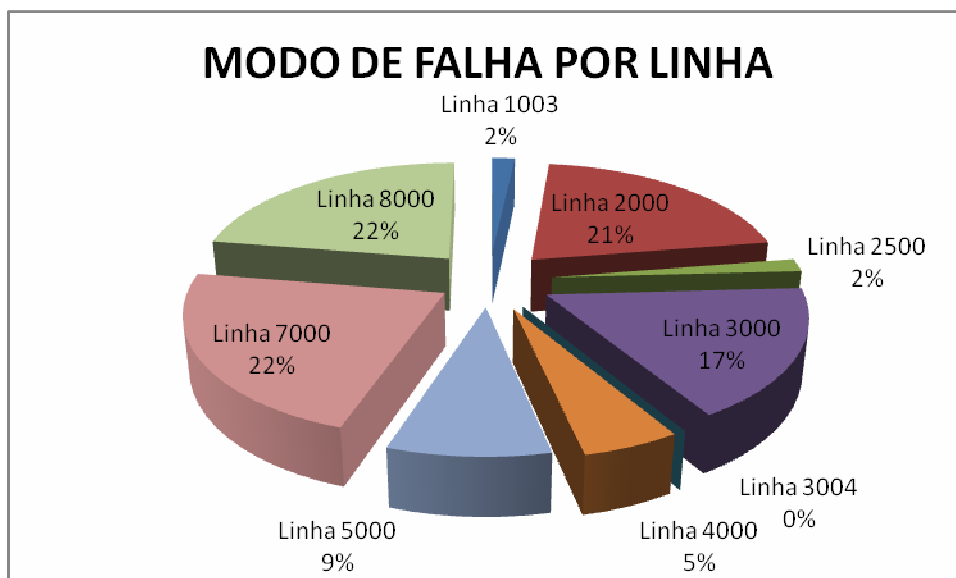


Figura 2.23 – Modo de falha/avaria por linha

Tabela 2.4 (a) - Frequência de Incidentes: do evento *dent*.

(*) Informação relativa ao período entre 1997 e 2004

FREQUÊNCIA DE INCIDENTES / KM		
Sistema de transporte de GN - Pipeline	2004 (*)	2005/2006
	0,163	0,085

Tabela 2.4 (b) - Frequência de Incidentes constatado (valores parcelares), do evento seleccionado *dent*.

INSPECÇÕES AO PIPELINE			
Bienio	Defeitos	Km	Média
1997-2000	120	613	0,196
2001-2002	103	613	0,168
2003-2004	76	613	0,124
2005-2006	52	613	0,085

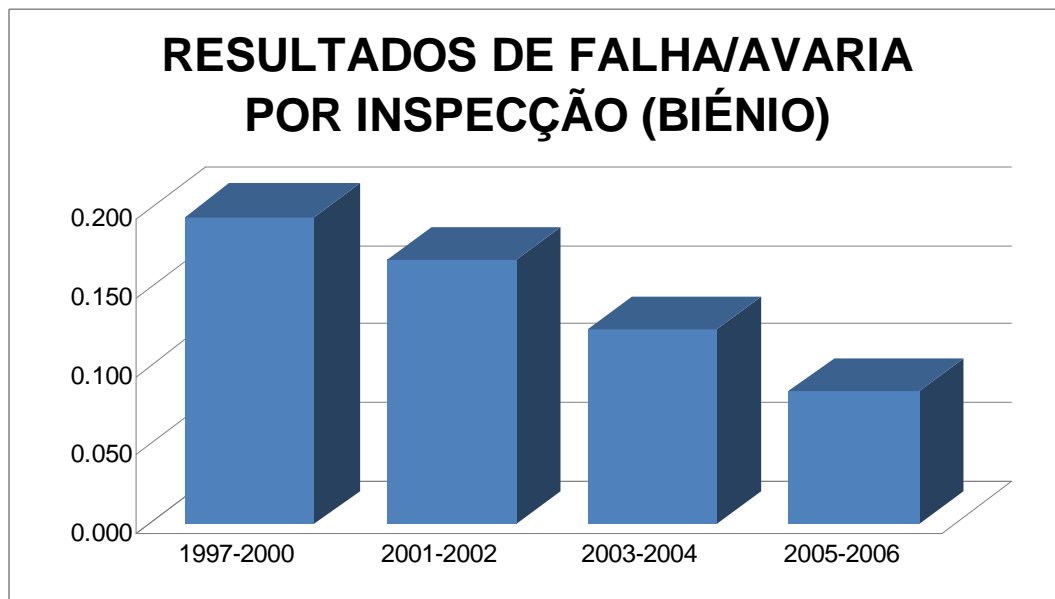


Figura 2.24 – Resultados de falha/avaria (*dent*) por inspecção (biénio)

O Código aplicável *ASME B 31.8 – 841.243 Dents*, em *pipelines* de *GN*, que operam a 40% ou mais da tensão de cedência mínima do material dos tubos que o compõem (o que é o caso estudado), só são admissíveis deformações *dents*, que não excedam 2% do *D* do tubo, acima deste valor, o tubo tem de ser substituído.

LINHA 1003

Diâmetro do tubo (*D*) = 711 mm (28")
 Quantidade de Defeitos = 1 (dents)
 Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.*D*)

#	h [mm]	(%). <i>D</i>	(%).Limite (Risco)
1	1,50	0,211%	10,6%

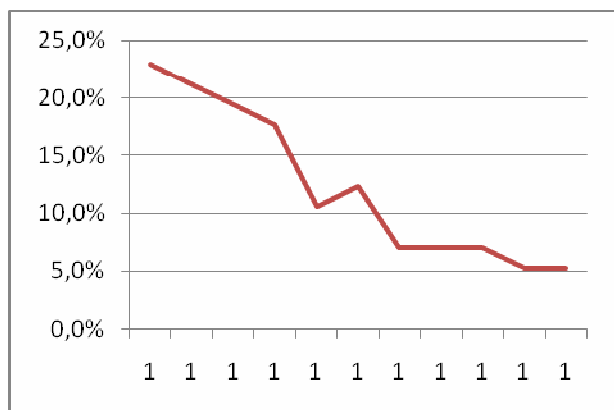
Valor Médio do Risco = 10,6%

Figura 2.25 – Caracterização do defeito na Linha 1003.

LINHA 2000

Diâmetro do tubo (D) = 711 mm (28")
 Quantidade de Defeitos = 11 (dents)
 Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	3,25	0,457%	22,9%
1	3,00	0,422%	21,1%
1	2,75	0,387%	19,4%
1	2,50	0,352%	17,6%
1	1,50	0,211%	10,6%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	0,75	0,105%	5,3%
1	0,75	0,105%	5,3%



Valor Médio do Risco = 12,3%

Figura 2.26 – Caracterização do defeito na Linha 2000.

LINHA 2500

Diâmetro do tubo (D) = 711 mm (28")
 Quantidade de Defeitos = 1 (dents)
 Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,246%	12,3%

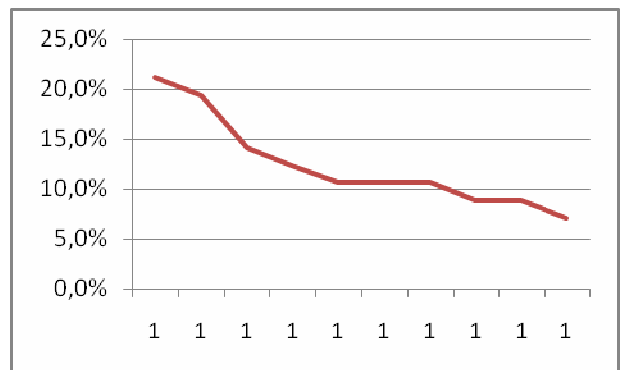
Valor Médio do Risco = 12,3%

Figura 2.27 – Caracterização do defeito na Linha 2500.

LINHA 3000

Diâmetro do tubo (D) = 711 mm (28")
Quantidade de Defeitos = 10 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	3,00	0,422%	21,1%
1	2,75	0,387%	19,4%
1	2,00	0,281%	14,1%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,50	0,211%	10,6%
1	1,50	0,211%	10,6%
1	1,50	0,211%	10,6%
1	1,25	0,176%	8,8%
1	1,25	0,176%	8,8%
1	1,00	0,141%	7,0%



Valor Médio do Risco = 12,3%

Figura 2.28 – Caracterização do defeito na Linha 3000.

LINHA 3004

Diâmetro do tubo (D) = 600 mm (28")
Quantidade de Defeitos = 0 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 12,0 mm (2%.D)

Figura 2.29 – Caracterização do defeito na Linha 3004.

LINHA 4000

Diâmetro do tubo (D) = 500 mm (20")
Quantidade de Defeitos = 3 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 10,0 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,350%	17,5%
1	1,50	0,300%	15,0%
1	0,75	0,150%	7,5%

Valor Médio do Risco = 13,3%

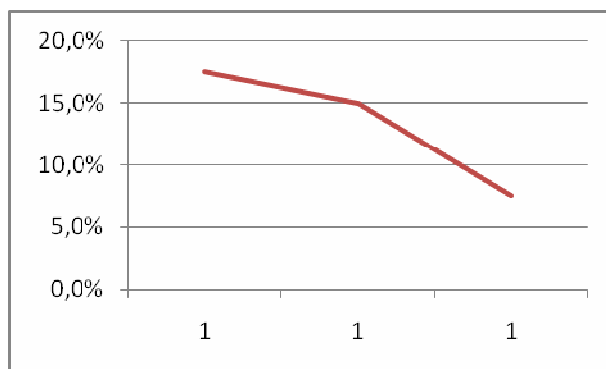


Figura 2.30 – Caracterização do defeito na Linha 4000.

LINHA 5000

Diâmetro do tubo (D) = 500 mm (20")
Quantidade de Defeitos = 3 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 10,0 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	2,00	0,400%	20,0%
1	1,00	0,200%	10,0%
1	0,50	0,100%	5,0%

Valor Médio do Risco = 11,7%

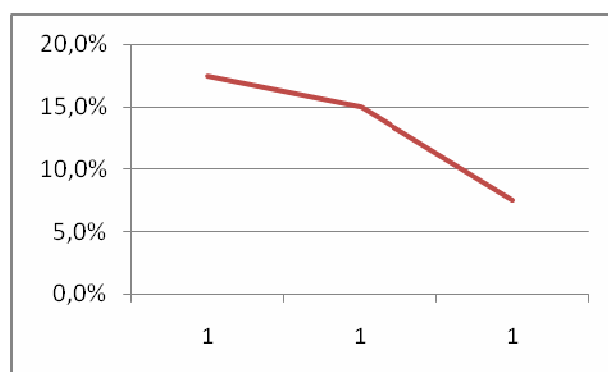
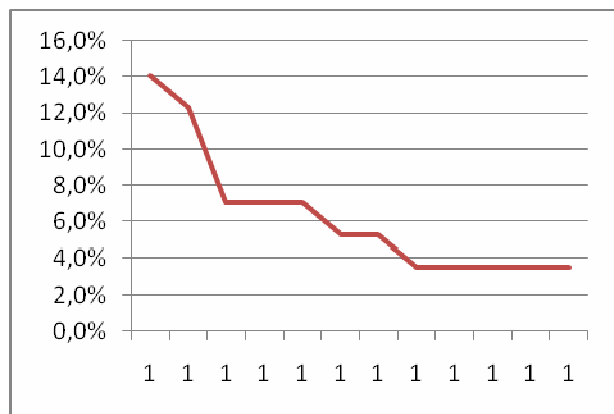


Figura 2.31 – Caracterização do defeito da Linha 5000.

LINHA 7000

Diâmetro do tubo (D) = 711 mm (28")
 Quantidade de Defeitos = 13 (dents)
 Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	2,00	0,281%	14,1%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	0,75	0,105%	5,3%
1	0,75	0,105%	5,3%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%



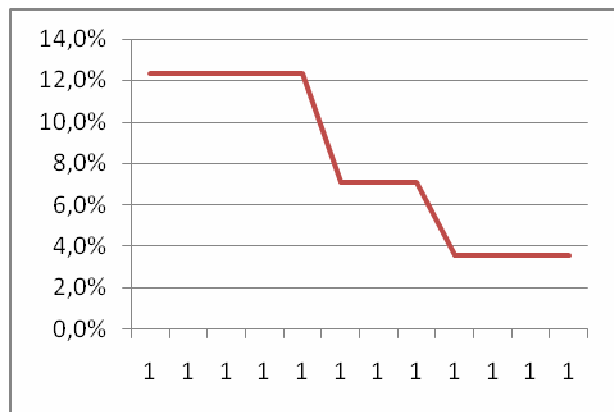
Valor Médio do Risco = 6,3%

Figura 2.32 – Caracterização do defeito da Linha 7000.

LINHA 8000

Diâmetro do tubo (D) = 711 mm (28")
 Quantidade de Defeitos = 13 (dents)
 Limite de Aceitabilidade = 14,2 mm (2%.D)

#	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,75	0,246%	12,3%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	1,00	0,141%	7,0%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%
1	0,50	0,070%	3,5%



Valor Médio do Risco = 8,1%

Figura 2.33 – Caracterização do defeito da Linha 8000.

RESUMO COM OS VALORES DE RISCO MÉDIOS POR LINHA

Linha 1003	10,6%
Linha 2000	12,3%
Linha 2500	12,3%
Linha 3000	12,3%
Linha 3004	
Linha 4000	13,3%
Linha 5000	11,7%
Linha 7000	6,3%
Linha 8000	8,1%

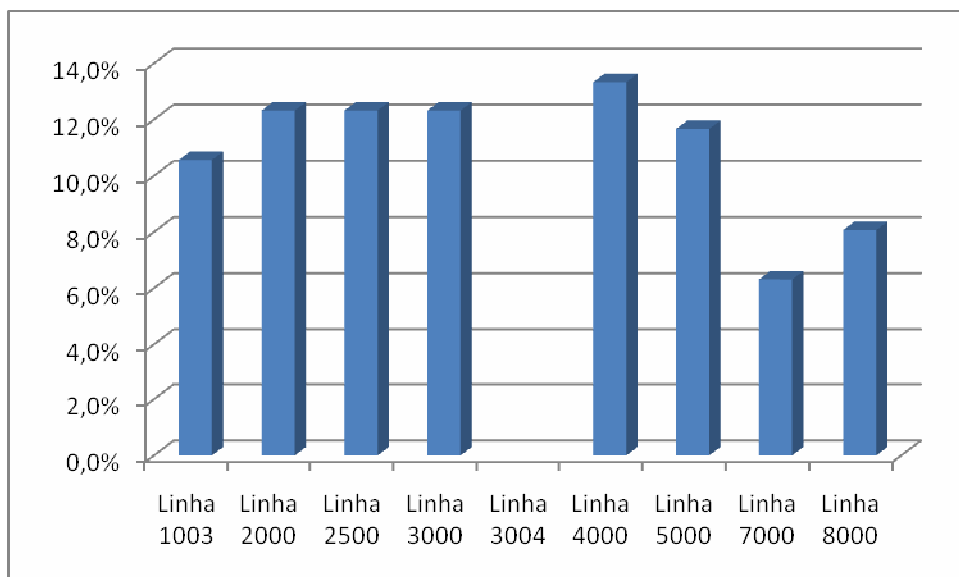


Figura 2.34 – Resumo com os valores de Risco Médio por Linha.

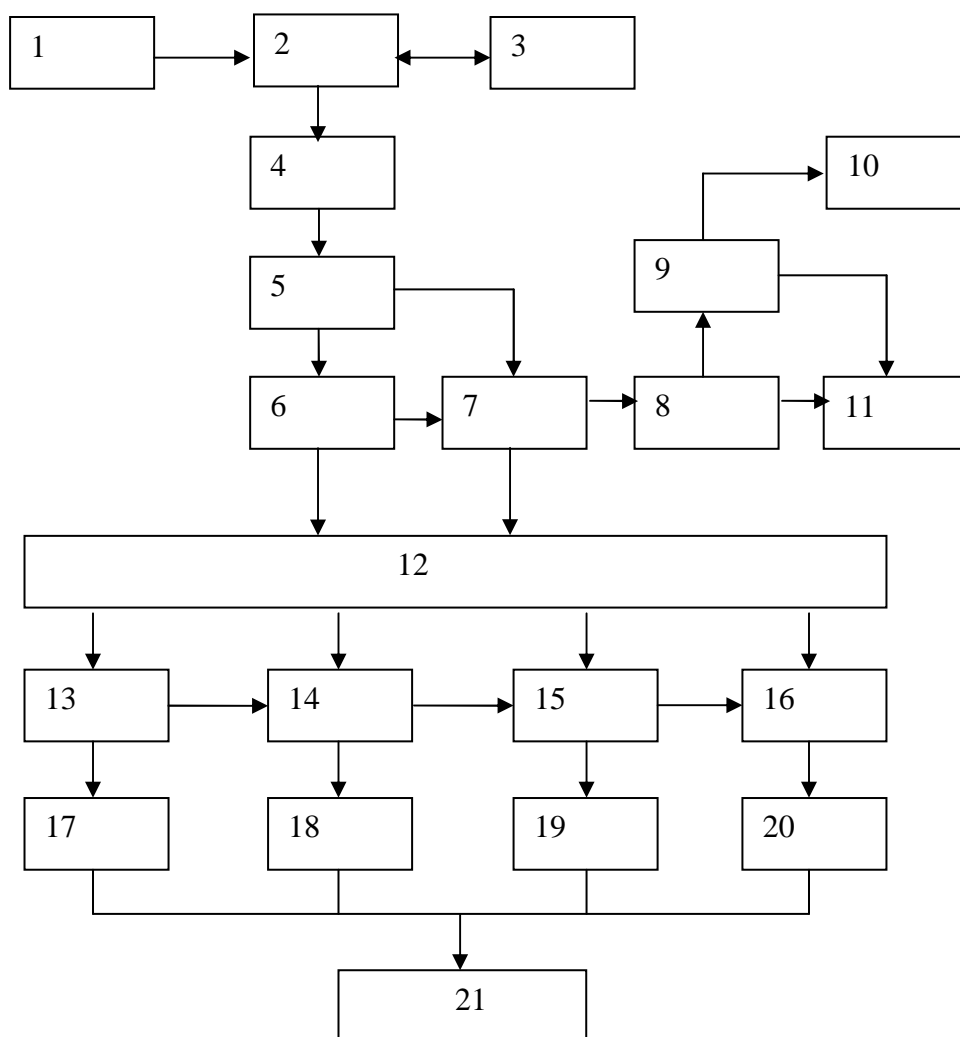


Figura 2.35 - Modelo de árvore de falha do evento (*dent*) de avaria.

Neste procedimento de análise e avaliação no terreno, de deformações ou danos mecânicos no *pipeline*, provocados por carregamentos externos sobre a tubagem, constatou-se pelos resultados das Inspeções, a relevância do evento dent.

A metodologia de abordagem, com o *pipeline* em operação, foi a exposta no Modelo de árvore de falha representado na Figura 2.35, cujas fases numeradas se descrevem, a seguir:

- 1 - Escavação do terreno, envolvente ao acontecimento,
- 2 - Localização da eventual deformação do tubo,

-
- 3 – Redução de pressão de operação no *pipeline*,
 - 4 – Identificação e caracterização da deformação;
 - . *dent*,
 - .. profundidade e comprimento,
 - .. curvatura do tubo e tensão longitudinal,
 - . *gouge*,
 - .. dimensão da perda de metal,
 - . END,
 - .. *PM*, partículas magnéticas, na área afectada (*dent*, fractura, *gouge* ou corrosão),
 - .. *US*, ultrasons, medição da espessura do material do tubo, na área afectada,
 - .. *RX*, radiografia para caracterizar a não conformidade no material no tubo,
 - 5 – Deformação *dent* até 2% do *D* do tubo, *ASME B 31.8*,
 - 6 – Deformação *dent* maior do que 2% do *D* do tubo, *ASME B 31.8*,
 - 7 – Deformações de outra natureza,
 - 8 – Indicações de perda de metal, *gouge*,
 - 9 - Indicações de perda de metal, corrosão,
 - 10 – Remover essas indicações, até um máximo de 20% da espessura do tubo,
 - 11 – Não remover as indicações externas,
 - 12 – Analisar e avaliar as interrelações, entre as consequências desse carregamento,
 - 13 – Deformação com corrosão,
 - 14 – Indicações de outros danos mecânicos,
 - 15 – Indicações de fracturas,
 - 16 – Há indicações de perda de metal interno da tubagem,
 - 17 – Procedimentos de Manutenção da corrosão, para um nível aceitável,
 - 18 – Procedimento de Manutenção dos danos mecânicos, para um/nível aceitável,
 - 19 – Procedimentos de Manutenção das fracturas, para um nível aceitável,
 - 20 – Opção de não reparar, eventual substituição do tubo, *ASME B 31.8S*,
 - 21 – Revestimento da tubagem e cobertura da vala que contém o *pipeline*.

2.3 Comentários e síntese

Foi desenvolvido trabalho de campo, através do acompanhamento nas inspecções ao *pipeline* onde se procedeu á observação, recolha e tratamento de dados resultantes da condição estrutural do pipeline.

Constatou-se que a análise e avaliação da integridade estrutural do *pipeline* em operação, se realizou em conformidade com um Plano de Inspeções bianual, que faz prova perante a Autoridade Reguladora, da condição estrutural do pipeline.

Aplicando ferramentas de detecção não destrutivas, fez-se a análise e caracterização de eventos potenciadores de falha/avaria. Tendo sido constatado, que o evento resultante de maior expressão é a eventual deformação do tubo ou dent, com origem em carregamentos externos sobre serventia que contém o *pipeline*, seguido por situações dispersas de corrosão. O que está de acordo com o citado em bibliografia Internacional da especialidade, quer no Continente Europeu quer no Continente Americano, onde as Metodologias aplicáveis são de carácter semelhante.

Foram tratados os dados resultantes, da monitorização da condição estrutural do *pipeline* durante esse período de dois anos, 2005/2006 e construída uma base de dados com a finalidade de posterior tratamento, em conjunto com os resultados experimentais obtidos no Protótipo mecânico e comparados no Modelo numérico, desenvolvidos no capítulo V.

Capítulo III

3 - Cálculo de deformações e tensões no *pipeline* em operação [3.1].

O *pipeline* estende-se enterrado e emerge do solo sendo interrompido nas Estações de controlo por válvulas e terminais de lançadores/receptores de pigs (para controlo da condição estrutural dos tubos).

Em condições de operação, o *pipeline* fica sujeito a efeitos térmicos e de pressão. Em resultado da pressão e da temperatura, o *pipeline* tem tendência para se expandir longitudinalmente. As secções acima do solo, são consideradas livres de qualquer constrangimento, á expansão longitudinal. Nas secções enterradas, quando o *pipeline* tem tendência para expandir longitudinalmente, o solo circundante actua de forma a contrariar este movimento, pelo efeito do atrito. A expansão do tubo fica impedida, quando as forças associadas á expansão e á resistência de atrito do solo, atingem o equilíbrio.

Os efeitos da pressão, da temperatura e do atrito do solo, são expressos em termos da sua contribuição para as deformações. O equilíbrio do *pipeline*, é atingido quando a soma de todas estas contribuições para a deformação longitudinal se anula, isto é quando deixa de haver deslocamento longitudinal.

Numa secção do *pipeline* localizada acima do solo, o pipeline expande-se por acção de um aumento de temperatura. Há uma deformação livre, sem geração de tensões. A pressão interna produz tensões longitudinais e circunferenciais na parede do *pipeline*, daí resultando deformações. Para além disso, consideram-se as tensões originadas pelo peso próprio do *pipeline* e do conteúdo *GN* respectivo, dado que não existe neste caso do pipeline acima do solo, um suporte contínuo do tubo.

Nas secções do *pipeline* enterradas, existe um suporte contínuo do tubo, e por isso, não ocorrem tensões por flexão do tubo (mantendo-se o *pipeline* uniformemente assente em vala), submetido ao seu peso próprio (c/GN). No entanto quando o *pipeline* está restringido longitudinalmente, a compensação da expansão térmica é feita através de tensões longitudinais de compressão. A pressão interna do *GN* produz tensões de tracção circunferenciais na parede do tubo, que se consideram idênticas na situação de tubo enterrado e na situação de tubo acima do solo.

Dado o constrangimento induzido pelo atrito do solo, geram-se tensões de tracção longitudinal por efeito de *Poisson*, sendo que a tensão máxima ocorre, na secção

enterrada do *pipeline*. Somando as tensões e deformações acima consideradas, constata-se que o maior movimento longitudinal, ocorre nas Estações de controlo por válvulas (lançadores/receptores de *pigs*) onde o *pipeline* está acima do solo, e a tensão máxima ocorre nas secções enterradas.

Então com o objectivo, de apresentar os resultados da análise de tensões e deformações, resultantes dos procedimentos de construção e operação, do *pipeline* em estudo (recorrendo, a um dos quatro diâmetros dos tubos que o compõem – p.e: 711 mm).

Utilizam-se nos cálculos os seguintes dados de construção e operação, com os requisitos em conformidade com o estabelecido no Código [3.2].

Tabela 3.1 – Dados do *pipeline*, *REN-Gasodutos*

Designação	Símbolo	Unidade
Temperatura do tubo (do GN)	T1	5°C
Temperatura de cálculo	T2	-
Tubo acima do solo	(T2)	60°C
Tubo enterrado	(T2)	20°C
Temperatura de montagem	T0	5°C
Pressão de cálculo	P1	84 bar
Coeficiente de dilatação térmica	α	$11,07 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}$
Coeficiente de Poisson	ν	0,30
Módulo de Elasticidade	E	$20,7 \times 10^4 \text{ N/mm}^2$
Tensão de cedência do tubo	σ_{ced}	482 MPa
Diâmetro exterior do tubo	De	711 mm
Espessura do tubo	e	12,7 mm
Espessura do revestimento em PE	-	4 mm
Massa específica do aço	-	7850 kg/m^3
Massa específica do revestimento	-	1200 kg/m^3
Massa específica do GN (a 84 bar)	-	62 kg/m^3
Massa específica da água	-	1000 kg/m^3
Massa específica do solo	λ	1800 kg/m^3
Ângulo de atrito solo/tubo	δ	32 a 35°

. Enterramento do *pipeline* em vala

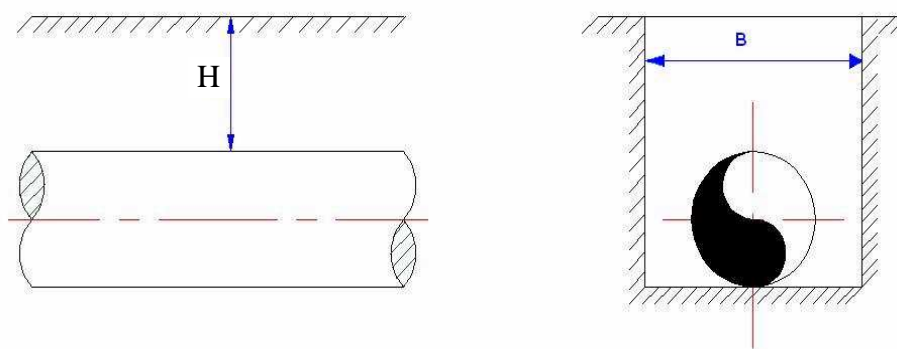


Figura 3.1 - *Pipeline* enterrado, em operação com *GN* sob o peso do solo



Figura 3.2 - *Pipeline* acima do solo. Estação, lançador/receptor de pigs, Valença

3.1 – Cálculo das deformações no *pipeline*

A deformação longitudinal devida à pressão, pode apresentar-se como resultante de dois efeitos: um relacionado com a força de fundo e o outro com o efeito de *Poisson*, associado a tensões circunferenciais.

3.1.1 - Deformação longitudinal devida à força de fundo

Que se manifesta ao longo de todo o *pipeline*:

$$\varepsilon_{fundo} = \frac{p \times A_{int}}{E \times A_{st}} \quad (3.1)$$

$$\varepsilon_{fundo} = \frac{8,4 \times 369390}{20,7 \times 10^4 \times 27869} = 0,538 \times 10^{-3}$$

ε_{fundo} , deformação longitudinal devido á força de fundo

p, pressão interna do GN (N/mm²)

E, módulo de elasticidade ou de *Young* (N/mm²)

A_{int}, área interior da secção transversal do tubo (mm²)

A_{st}, área da secção transversal do tubo (mm²)

3.1.2 - Deformação longitudinal devida ao efeito de *Poisson*

Associado às tensões circunferenciais:

$$\varepsilon_{poisson} = - \frac{p \times \nu \times D_e}{2 \times e \times E} \quad (3.2)$$

$$\varepsilon_{poisson} = - \frac{8,4 \times 0,3 \times 711}{2 \times 12,7 \times 20,7 \times 10^4} = -0,341 \times 10^{-3}$$

$\varepsilon_{poisson}$, deformação longitudinal devido ao efeito de Poisson, associado às tensões circunferenciais

ν , Coeficiente de Poisson

e, Espessura do tubo (mm)

3.1.3 - Deformação longitudinal resultante por efeito de pressão

Por efeito da pressão, resultando do somatório das pressões, de fundo e de Poisson:

$$\varepsilon_{press\tilde{a}o} = \varepsilon_{fundo} + \varepsilon_{poisson} \quad (3.3)$$

$$\varepsilon_{\text{pressão}} = (0,538 \times 10^{-3}) + (-0,341 \times 10^{-3}) = 0,197 \times 10^{-3}$$

3.1.4 - Deformações devidas à temperatura.

Um aumento de temperatura provoca no *pipeline* uma extensão longitudinal:

. Tubo enterrado

$$\varepsilon_T = \alpha \times (T_2 - T_1) \quad (3.4)$$

$$\varepsilon_T = 11,7 \times 10^{-6} \times (20 - 5) = 1,755 \times 10^{-4}$$

ε_T , Deformação longitudinal devida á temperatura

α , Coeficiente de dilatação térmica

T_2 Temperatura do tubo enterrado

T_1 Temperatura do tubo construção/montagem

. Tubo á superfície (Na Estação de lançador/receptor de pigs)

$$\varepsilon_T = \alpha \times (T_2 - T_1)$$

$$\varepsilon_T = 11,7 \times 10^{-6} \times (60 - 5) = 6,435 \times 10^{-4}$$

T_2 , Temperatura do tubo á superfície

T_1 , Temperatura do tubo construção/montagem

3.1.5 - Deformações devidas a forças de atrito

Um tubo enterrado, estando envolvido pelo solo, fica sujeito á resistência a qualquer movimento longitudinal de deformação. Esta resistência, tende a reduzir o movimento de expansão. O atrito actua em todo o perímetro do tubo com um coeficiente igual à tangente do ângulo de atrito δ . A deformação por atrito é então:

$$\varepsilon_{fa} = - \frac{\pi \lambda \times D_e \times C_d \times t_g \delta \times B}{2 \times A_{st} \times E} \times L \quad (3.5)$$

$$\varepsilon_{fa} = -\pi \frac{17658 \times 10^{-9} \times 711 \times 0,67 \times 1300}{2 \times 278691 \times 20,7 \times 10^4} \times L$$

$$\varepsilon_{fa} = -1,719 \times 10^{-9} \times L$$

ε_{fa} , Deformação por atrito

C_d , Coeficiente de carga dado pela fórmula de Marston

δ , Ângulo de atrito (°)

B , Largura da vala que contém o *pipeline* (mm)

L , Distância do *pipeline* ao solo (Estação lançador/receptor de *pigs*)

λ , Massa específica do solo (N/m³)

A_{st} , Área da secção transversal do tubo

E , Módulo de elasticidade ou módulo de Young

D_e , Diâmetro exterior do tubo

3.1.6 – Pontos de ancoramento do *pipeline*

O ponto, ao longo do *pipeline*, onde a expansão deste fica completamente restringida, é designado (em projecto) por ponto de ancoramento. A determinação da distância entre a extremidade livre e o ponto de ancoramento, é tal que,

$$\varepsilon_{Pressão} + \varepsilon_{Temperatura} + \varepsilon_{Atrito} = 0 \quad (3.6)$$

Onde

$$L_0 = \frac{\varepsilon_{Pressão} + \varepsilon_{Temperatura}}{\varepsilon_{Atrito}}$$

. Em operação

$$L_0 = \frac{1,197 \times 10^{-4} + 1,755 \times 10^{-4}}{1,719 \times 10^{-9}} = 216750 \text{ mm}$$

. Alongamento total na extremidade livre do *pipeline*

O alongamento total na extremidade livre é dado por,

$$\Delta = \int_0^L \epsilon_x dL \quad \text{com} \quad \epsilon = \epsilon_{\text{Pressão}} + \epsilon_{\text{Temperatura}} + \epsilon_{\text{Atrito}}$$

$$\epsilon_{\text{atrito}} = -1,719 \times 10^{-9} \times L$$

Onde

$$\Delta = (\epsilon_{\text{pressão}} + \epsilon_{\text{temperatura}}) L - 1,719 \times 10^{-9} \times L^2 \times 0,5$$

. Em operação, na 1ª Estação de referência

A partir do lançador/receptor de *pigs*, até a saída no solo (na Estação), há uma distância de $L_1 = 12$ m. O alongamento de *troço*, de *pipeline* será de:

$$\Delta_1 = (\epsilon_{\text{pressão}} + \epsilon_{\text{temperatura}}) L_1 = 0,84 \times 10^{-3} \times 12000 = 10,1 \text{ mm}$$

Da entrada no solo, até a primeira curva do *pipeline*, há uma distância de $L_2 = 30$ m. Esta curva, funciona como ponto de ancoramento. Então, o alongamento do *troço* de *pipeline* enterrado, será de:

$$\Delta_2 = \int_0^{L_2} \epsilon_x dL = 0,372 \times 10^{-3} \times 30000 - 1,719 \times 10^{-9} \times 30000^2 \times 0,5 = 10,4 \text{ mm}$$

O alongamento total, será de:

$$\Delta = \Delta_1 + \Delta_2 = 10,1 + 10,4 = 20,5 \text{ mm} \quad (3.7)$$

. Em operação, na 2ª Estação de referência

A partir do lançador/receptor de *pigs*, até a entrada no solo (na Estação), há uma distância

de $L_1 = 12$ m. O alongamento de *troço*, de *pipeline* será de:

$$\Delta l = (\epsilon_{\text{pressão}} + \epsilon_{\text{temperatura}}) L_1 = 0,84 \times 10^{-3} \times 12000 = 10,1 \text{ mm}$$

Da entrada no solo, até á primeira curva do *pipeline*, há uma distancia de $L_2 = 43$ m. Esta curva, funciona como ponto de ancoramento. Então, o alongamento do troço de *pipeline* enterrado, será de:

$$\Delta_2 = \int_0^{L_2} \epsilon_x dL = 0,372 \times 10^{-3} \times 43000 - 1,719 \times 10^{-9} \times 43000^2 \times 0,5 = 14,4 \text{ mm}$$

O alongamento total, será de:

$$\Delta = \Delta_1 + \Delta_2 = 10,1 + 14,4 = 24,5 \text{ mm} \quad (3.8)$$

3.2 – Cálculo das tensões no *pipeline*

3.2.1 - Tensão circunferencial, devida á pressão interna

Das equações da mecânica dos materiais, a tensão circunferencial é dada pela fórmula seguinte, sendo para o caso em estudo:

$$\sigma_H = p \times \left(\frac{D_e}{2 \times e} \right) \quad (3.9)$$
$$\sigma_H = 8,4 \times \frac{711}{2 \times 12,7} = 235,2 \text{ N/mm}^2$$

σ_H , a tensão circunferencial (N/mm²);

p , a pressão interna no tubo (N/mm²);

D_e , o diâmetro externo do tubo (mm);

e , a espessura do tubo (mm).

3.2.2 - Tensão longitudinal de origem térmica

Devido ao aumento de temperatura, o *pipeline* tende a dilatar, mas como está restringido

tubo enterrado fica na realidade em compressão. A tensão térmica induzida pela dilatação é dada pela seguinte equação:

$$\sigma_T = -E \times \alpha \times (T_2 - T_1) \quad (3.10)$$

$$\sigma_T = -20,7 \times 10^4 \times 11,7 \times 10^{-6} \times (20 - 5) = -36,3 \text{ N/mm}^2$$

σ_T , a tensão devida á dilatação térmica (N/mm²);

E, o módulo de elasticidade (*Young*) do aço dos tubos (N/mm²);

α , o coeficiente de dilatação térmica do aço (°C⁻¹);

T_2 , a temperatura de operação do *pipeline*, (°C);

T_1 , a temperatura do *pipeline* enterrado, (°C).

3.2.3 - Tensão longitudinal devida à pressão interna

Devido á pressão do GN, o *pipeline* tende a aumentar de diâmetro, dando origem á tensão circunferencial. Por efeito de *Poisson*, o *pipeline* tende a contrair longitudinalmente, mas é restringido axialmente pela fricção do solo, o que origina uma tensão v inferior á tensão circunferencial. Tubo enterrado, restringido axialmente pelo solo (efeito de *Poisson*):

. Tubo enterrado

$$\sigma_L = v \times \sigma_H \quad (3.11)$$

$$\sigma_L = 0,30 \times 235,2 = 70,56 \text{ N/mm}^2$$

σ_L , a tensão longitudinal devida á pressão interna (N/mm²)

v , o coeficiente de *Poisson*

σ_H , a tensão circunferencial máxima (N/mm²)

. Tubo acima do solo

$$\sigma_L = \frac{p_x (D_e - 2e)^2}{4e_x (D_e - e)} \quad (3.12)$$

$$\sigma_L = \frac{8,4 \times (711 - 2 \times 12,7)^2}{4 \times 12,7 \times (711 - 12,7)} = 111,3 \text{ N/mm}^2$$

3.2.4 – Tensões de flexão

. Para o tubo, acima do solo

As tensões de flexão no tubo, devidas ao seu peso próprio, são:

a) Peso do tubo de aço, do *pipeline*,

$$P_P = 7850 \times 9,81 \times \frac{\pi}{4} \times (0,711^2 - 0,6858^2) = 2146 \text{ N/m}$$

b) Peso do conteúdo de GN

$$P_{GN} = 62 \times 9,81 \times \frac{\pi}{4} \times (0,6858^2) = 225 \text{ N/m}$$

c) Carga uniformemente distribuída sobre o tubo do *pipeline*

$$W = 2146 + 225 = 2371 \text{ N/m}$$

Na 1ª Estação de referência, o comprimento do *troço* do *pipeline* acima do solo, é de L=12m. Neste *troço*, não está instalado qualquer equipamento pesado. Na 2ª Estação de referência, a instalação é semelhante, daí:

d) Momento flector máximo (em condições de apoio articulado/encastrado)

$$M_{\max} = \frac{W_x L^2}{8} \tag{3.13}$$

Resulta, para ambas Estações de referência:

$$M_{\max} = \frac{2371 \times 12^2}{8} = 42678 \text{ N.m}$$

e) As tensões de flexão:

$$\sigma_B = \frac{M_x (D_e - e)}{2I} \tag{3.14}$$

Com:

M_{\max} , Momento flector máximo

I, 2º Momento de área da secção, igual a $\frac{\pi}{64} \times (De^4 - Di^4)$

$$I = 1,699 \times 10^9 \text{ mm}^4$$

f) Em condição de operação, a tensão de flexão máxima, nas 1ª e 2ª Estações de referência, é de:

$$\sigma_B = \frac{42678 \times 10^3 \times 698,5}{2 \times 1,699 \times 10^9} = 8,8 \text{ N/mm}^2$$

3.2.5 – Tensões longitudinais combinadas

. A tensão longitudinal resultante, nos *troços* enterrados, é obtida pela soma das tensões devidas á pressão e temperatura,

$$\begin{aligned} \sigma_{CA} &= \sigma_T + \sigma_L \\ \sigma_{CA} &= -36,3 + 70,56 = 33,96 \text{ N/mm}^2 \end{aligned} \quad (3.15)$$

σ_{CA} , tensão longitudinal resultante.

σ_{CT} , tensão longitudinal de origem térmica

σ_L , tensão longitudinal devida á pressão, acima do solo (a maior)

. A tensão longitudinal, resultante nos *troços* acima do solo, é obtida pela soma das tensões devidas á pressão e á flexão sob o peso próprio,

$$\begin{aligned} \sigma_{CA} &= \sigma_L \pm \sigma_B \\ \sigma_{CA} &= 113,8 \pm 8,8 \text{ N/mm}^2 \quad \left\{ \begin{array}{l} \sigma_{CA} = 120,1 \text{ N/mm}^2 \\ \sigma_{CA} = 102,5 \text{ N/mm}^2 \end{array} \right. \end{aligned} \quad (3.16)$$

3.2.9 – Tensões equivalentes

A tensão equivalente, para verificação de segurança á cedência, é determinada de acordo com o critério de *Hencky-Von Mises*, e expressa o seguinte:

$$0,72 \times SMYS \geq [\sigma_H^2 - (\sigma_H \times \sigma_{CA}) + \sigma_{CA}^2]^{1/2} \quad (3.17)$$

. Tensão equivalente máxima, no *troço* de *pipeline*, acima do solo,

$$[235,2^2 - (235,2 \times 120,1) + 120,1^2]^{1/2} = 203,7 \text{ N/mm}^2$$

$$[235,2^2 - (235,2 \times 102,5) + 102,5^2]^{1/2} = 204 \text{ N/mm}^2$$

. Tensão equivalente máxima no *troço* de *pipeline*, enterrado e totalmente restringido,

$$\sigma_{Eqm} = [235,2^2 - (235,2 \times 33,96) + 33,96^2]^{1/2} = 220 \text{ N/mm}^2$$

O caso, mais desfavorável em presença, está associado à secção do *pipeline* enterrado, com um valor de, 220 N/mm².

A tensão equivalente deve ser inferior à tensão admissível, do material do tubo do *pipeline*.

Nota: Tensão devida à acção sísmica

Os *pipelines* em operação são episodicamente, danificados por movimentos de terra provocados por sismos [3.3]. A deslocação de terras, o levantamento de solos e a abertura de fendas, são as causas imediatas dos danos sofridos pelos *pipelines* na sequência de um sismo.

Os cálculos apresentados têm por base as investigações de *E.C. Goodling, Buried Piping – An analysis Procedure up date* e o código *ASME /ANSI B 31.8*.

Para se prever o tipo de reacção de um *pipeline* face a esses movimentos, é necessário conhecer o grau de dinâmica sísmica, correspondente às características dos solos atingidos pelo abalo.

O *pipeline* em estudo atravessa, no seu trajecto, áreas que se acham compreendidas entre os graus V e IX, da escala constante do regulamento *MSK 1964*, escala macros sísmica, que inclui 12 graus de intensidade sísmica, e da qual se transcrevem na Tabela 3.2, os valores de aceleração e velocidade máximas, correspondentes à amplitude de intensidades acima referida.

Tabela 3.2 – Estudo sísmico: zonas de atravessamento do *pipeline*

Intensidade	Maxima aceleração	Maxima velocidade
V	0,75 m/s ²	0,1 m/s
VII	1,25 m/s ²	0,12 m/s
VIII	1,3 m/s ²	0,15 m/s
IX	1,5 m/s ²	0,18 m/s

Entende-se que a máxima aceleração, utilizada na análise sísmica, é a da resposta dinâmica do solo à elevação, no ponto considerado. A velocidade máxima, é a da partícula do solo considerado.

Simula-se a mais severa condição possível para o *pipeline*, isto é, supõe-se que durante o período de acção sísmica, não ocorrem deslizamentos entre o *pipeline* e o solo circundante, de tal forma que os movimentos do solo, são totalmente transmitidos à estrutura metálica do *pipeline*.

Constata-se, que as tensões longitudinais ao longo do *pipeline* enterrado são as predominantes durante a actividade sísmica, e constituem naturalmente, o modo de colapso mais frequente nos *pipelines*, atingidos por este tipo de fenómeno.

Observa-se ainda que os efeitos dinâmicos em *pipelines* enterrados, são contrariados pelos constrangimentos do solo envolvente, e daí que nos cálculos sobre acção sísmica, se concentre a atenção na tensão longitudinal ao longo do *pipeline*.

- Tensão longitudinal máxima, devida a actividade sísmica e suportável pelo *pipeline* (inferior à sua tensão de cedência):

$$\sigma_{SM} = \frac{V}{C} \times E \quad (3.18)$$

E – Módulo de elasticidade

V – Velocidade máxima do solo durante o abalo sísmico

C – Velocidade de propagação das ondas sísmicas no solo

Á tensão longitudinal máxima atribuível à acção sísmica, devem ser adicionadas as tensões longitudinais existentes, devido à pressão interna e à dobragem elástica.

Para se verificarem as condições de segurança do *pipeline*, deve então ser verificado, que o somatório destas tensões tem de ser inferior á tensão de cedência do material dos tubos do *pipeline*.

As tensões devidas a actividades sísmicas, foram calculadas para o *pipeline* estudado, na zona de grau de intensidade *IX*, onde se verificam as excitações sísmicas mais altas, tendo-se observado que as tensões encontradas, estão abaixo das verificadas em todas as outras zonas por onde passa o *pipeline*.

Estudos realizados em *pipelines* enterrados, concluem que:

- Os *pipelines* movimentam-se solidariamente com o solo envolvente, nas direcções longitudinal e transversal;
- Sob acção sísmica, os *pipelines* reagem às características do solo, não sendo este afectado pelo atravessamento dos *pipelines*;
- Os esforços axiais, resultantes dos movimentos longitudinais do solo, são preponderantes face aos que derivam dos movimentos transversais.
- As deformações axiais máximas, provocadas por movimentos transversais do solo, ao eixo longitudinal do *pipeline*, são calculadas pela expressão: ´

$$\varepsilon_{sm} = \frac{A \times r}{C^2} \quad (3.19)$$

- Aceleração máxima do solo para o momento considerado;
- As forças de inércia, resultantes do movimento alternado e cíclico dos *pipelines* enterrados, são quase nulas;
- Os esforços mais elevados ocorrem quando os *pipelines* estão enterrados paralelamente à direcção de propagação da onda sísmica.

Tabela 3.3 - Resumo de resultados das deformações vs tensões

Cálculo	Situação tubo á superfície	Situação tubo enterrado
Deformação longitudinal devida à força de fundo	-	$0,538.10^{-3}$
Deformação longitudinal devida ao efeito de Poisson	-	$-0,341.10^{-3}$
Deformação longitudinal resultante por efeito da pressão	-	$0,197.10^{-3}$
Deformações devidas à temperatura	$6,435 \times 10^{-4}$	$1,755.10^{-4}$
Deformações devidas á força de atrito	-	$-1,719.10^{-9}$ (L)
Pontos de ancoramento	24,5 mm	216,8 m
Tensões circunferenciaias	-	$235,2 \text{ N/mm}^2$
Tensões térmicas	-	$-36,3 \text{ N/mm}^2$
Tensões longitudinais devida á pressão interior	$111,3 \text{ N/mm}^2$	$70,56 \text{ N/mm}^2$
Tensões de flexão	-	$8,8 \text{ N/mm}^2$
Tensões longitudinais combinadas	$102,5 \text{ N/mm}^2$	$33,95 \text{ N/mm}^2$
Tensões equivalentes	-	220 N/mm^2
Tensão devida á acção sísmica	-	-

3.3 – Comentários e síntese

Com o objectivo de conhecer a condição estrutural do *pipeline*, procedeu-se a uma análise de tensões resultante dos procedimentos de construção e operação.

Para tal foram determinadas as tensões resultantes da acção mecânica externa com a pressão interna, tensões longitudinais e circunferenciais, e com as dilatações térmicas.

Constatou-se que o *pipeline* está protegido com uma manga metálica de protecção nos atravessamentos de estradas e caminhos de ferro, assim como uma laje de betão em certas zonas urbanas. Desta forma o *pipeline* está protegido nestas zonas, contra o efeito da circulação de automóveis e comboios, considerando-se nestes casos negligenciáveis as tensões devido a estas acções.

De igual modo, consideram-se negligenciáveis as tensões devidas á acção de forças de impulsão, no atravessamento de linhas de água, já que nesta situação o *pipeline*, se encontra igualmente protegido, com lajes de betão.

Constatando em condições de operação, que o *pipeline* fica sujeito como foi dito, a efeitos térmicos e de pressão. Em resultado da pressão e da temperatura, o *pipeline* tem tendência para expandir longitudinalmente.

As secções do *pipeline* acima do solo, são consideradas livres de qualquer constrangimento á expansão longitudinal. As secções enterradas, quando o *pipeline* tem tendência para expandir longitudinalmente, o solo circundante tem tendência a contrariarem este movimento pelo efeito do atrito. A expansão do tubo fica impedida quando as forças associadas á expansão e á resistência de atrito do solo atingem o equilíbrio.

Os efeitos da pressão, temperatura e do atrito do solo são expressos em termos das suas contribuições para as deformações. O equilíbrio do *pipeline*, é atingido quando a soma de todas as contribuições para a deformação longitudinal se anula, isto é, quando deixa de haver deslocamento longitudinal.

Nas secções do *pipeline* acima do solo, o *pipeline* expande-se por acção de um aumento de temperatura. Há uma deformação livre, sem a geração de tensões. A pressão interna produz tensões longitudinais e circunferenciais na parede do *pipeline*, daí resultando deformações. Para além disso, consideraram-se as tensões originadas pelo peso próprio do *pipeline* e do conteúdo transportado, dado que não existe, neste caso do *pipeline* acima do solo, um suporte contínuo do tubo.

Nas secções do *pipeline* enterradas, existe um suporte contínuo do tubo e, por isso, não ocorrem tensões por flexão do tubo submetido ao peso próprio (não havendo deslizamento de terras). No entanto quando o *pipeline* está restringido longitudinalmente, a compensação da expansão térmica é feita por tensões longitudinais de compressão. A pressão interna, produz tensões de tracção circunferenciais na parede do tubo que se consideram idênticas na situação do tubo enterrado e na situação do tubo acima do solo. Dado o constrangimento induzido pelo atrito do solo, geram-se tensões de tracção longitudinal por efeito de *Poisson*.

Somando as tensões e as deformações acima consideradas, pode ser constatado que o maior movimento longitudinal ocorre nas Estações de controlo do *pipeline*, onde estão os lançadores/receptores de pigs, e a tensão máxima ocorre nas secções enterradas do *pipeline*.

Para o cálculo das tensões e deformações, foram consideradas as seguintes condições:

- . Extremidades do *pipeline* livres;
- . Tubo livre de restrições ao movimento longitudinal quando acima do solo;
- . Tubo sujeito a condições de atrito do solo quando enterrado;
- . *Pipeline* em operação, tubo em serviço.

Da análise dos resultados obtidos, em conformidade com estes pressupostos, conclui-se que as tensões encontradas no *pipeline* estão dentro dos limites estabelecidos para os diversos critérios Regulamentares apresentados.

Capítulo IV

4. Mecânica da fractura aplicada á caracterização da falha mecânica em *pipelines*

4.1 Propriedades dos materiais

Na avaliação de um *pipeline* no que respeita ás consequências na sua integridade estrutural, da acção de carregamentos externos e na previsão do Ciclo de vida (sua vida restante), as propriedades dos materiais dos tubos são determinadas através das características de projecto definidas ao fabricante e através de testes de prova *samples*.

- *Composição química*, [4.1]

A forma diferente que as ligas influenciam as propriedades dos aços, é caracterizada na Tabela 4.1. A análise química de um *proвете* (teste normalizado de um tubo de aço) pode dar informação relevante, sobre: processo de fabrico, soldabilidade, tenacidade e o mecanismo de fragilização com a idade (Ciclo de Vida do *pipeline*).

Tabela 4.1 – *Influência das diferentes ligas, nas propriedades dos aços*

Propriedades	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Mo	Al	N
Tensão limite	+	+	+	+	-	+	+	+	+	+
Limite elástico	+	+	+	+		+	+	+		
Limite de deformação	-	-	-	-		+	-	-	-	-
Dureza	+	+	+	+		+	+	+	+	
Durabilidade	+	+	+			+	+	+		
Reziliência (Charpy)	-	-	+	-	-	-	+	-		-
Soldabilidade	-	-	+	-	-	-		+	-	-
Resistência térmica	+	+		+	-	+	+	+		
Resistência á corrosão		+		+	-	+	+	+		
Nota: + prop. aumenta – prop. diminui										

- *Diagrama Ferro Carbono*, [4.2]

Estuda o tipo e percentagem de estruturas *metalográficas* que podem ocorrer no arrefecimento lento dos aços. O tipo de estruturas representado na Figura 4.1 é:

. *Ferrite*,

. *Perlite* (ambas á temperatura ambiente), *Austenite* (a alta temperatura) e *Cementite* (á temperatura ambiente).

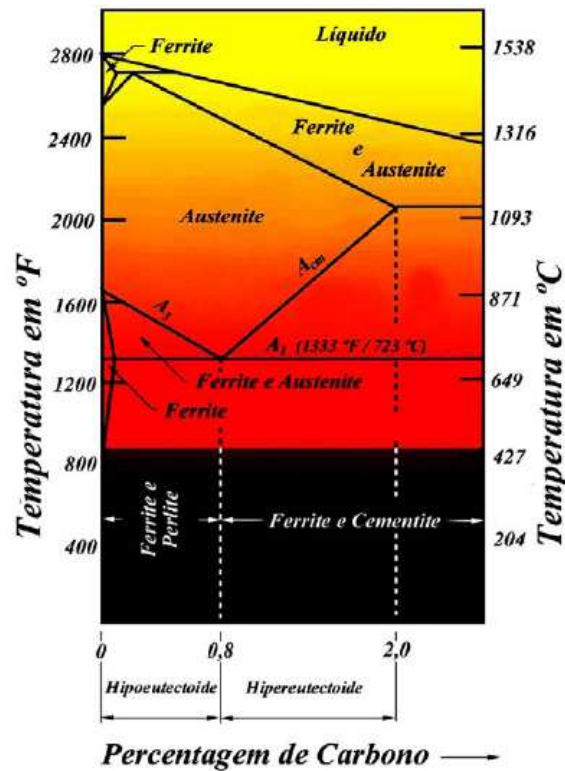


Figura 4.1 - Diagrama Ferro Carbono

Micro estruturas cristalográficas tipo, obtidas em aços, função do teor em *Carbono* são representadas a seguir:

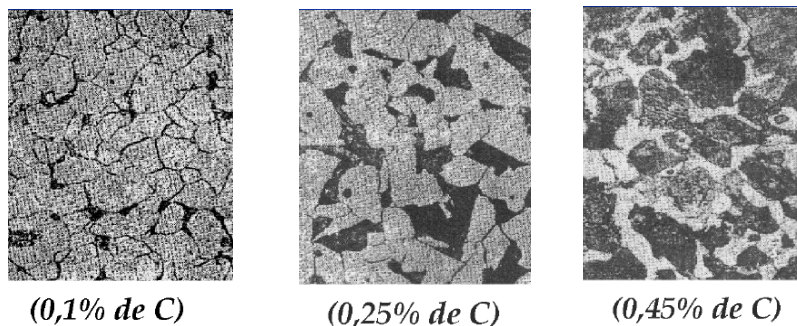


Figura 4.2 - Textura de aços função da % de carbono



Figura 4.3 - Textura dos aços X70-X80-X100 ampliada 500 vezes

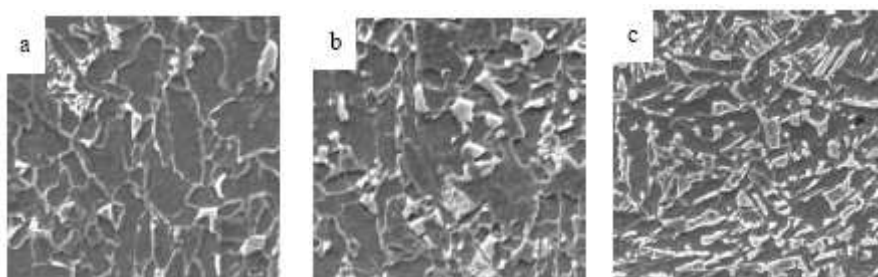


Figura 4.4 - Textura dos aços X70-X80-X100 ampliada 2500 vezes

Os aços utilizados nos tubos dos *pipelines* têm uma percentagem de carbono até 0,025. As áreas relevantes, das zonas da soldadura da estrutura da tubagem e a correspondência *cristalográfica*, no Diagrama Ferro Carbono são representadas na Figura 4.5.

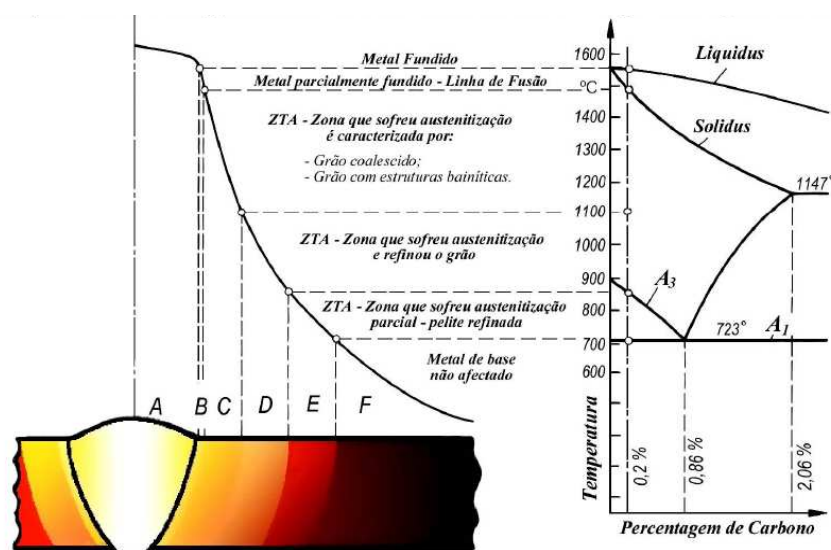


Figura 4.5 – Soldadura vs zonas cristalográficas no Diagrama Fe-C

A entrega térmica, mede a quantidade de calor fornecido á zona do tubo a soldar, determinando assim os efeitos qualitativos, que o calor pode produzir na soldadura. Esta entrega térmica, é utilizada para a determinação da temperatura de pré aquecimento [4.2] das soldaduras dos tubos, e é dada por:

$$Et \text{ (Joules/mm)} = \frac{\text{Corrente (Amperes)} \times \text{Tensão (Volts)} \times 60}{\text{Velocidade soldadura (mm/min)}}$$

A influencia do pré aquecimento no ciclo térmico da soldadura de um aço é dado na Figura 4.6. As vantagens do pré aquecimento das superfícies adjacentes á soldadura, são a redução de: velocidade de arrefecimento; estruturas duras (*martencite e bainite*), risco de fissuração (*fissuração a frio*); menor deformação e maior libertação de hidrogénio.

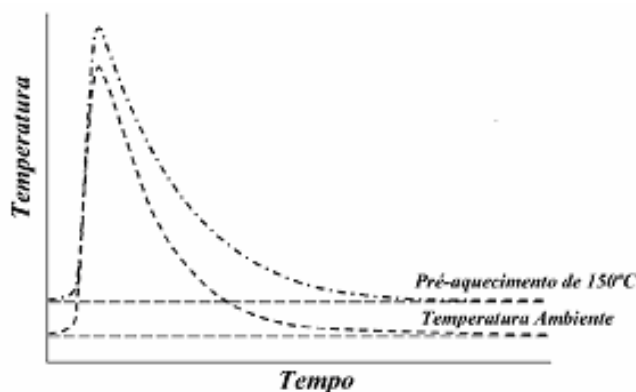


Figura 4.6 - Pré aquecimento no ciclo térmico da soldadura

4.1.1 Testes mecânicos [4.3]

- Resistência mecânica.

As propriedades de resistência de um aço são geralmente caracterizadas pelos seus limites de elasticidade e de resistência mecânica. Estas propriedades são determinadas através de ensaios de tracção e os resultados são representados em gráficos *tensão vs deformação*. Na Figura 4.7 são representados dois exemplos de ensaios de tracção de dois aços com diferentes comportamentos face ás solicitações a que foram sujeitos.

O gráfico da esquerda, apresenta uma maior deformação sob a acção de uma solicitação (comportamento elástico bem definido), designado por limite de elasticidade *Rel*. O limite superior de elasticidade *Reh* corresponde á capacidade elástica dos aços. Acima

deste valor, os aços plastificam e endurecem, em contínua deformação até atingirem a sua última resistência R_m (representado no gráfico pelo valor mais alto).

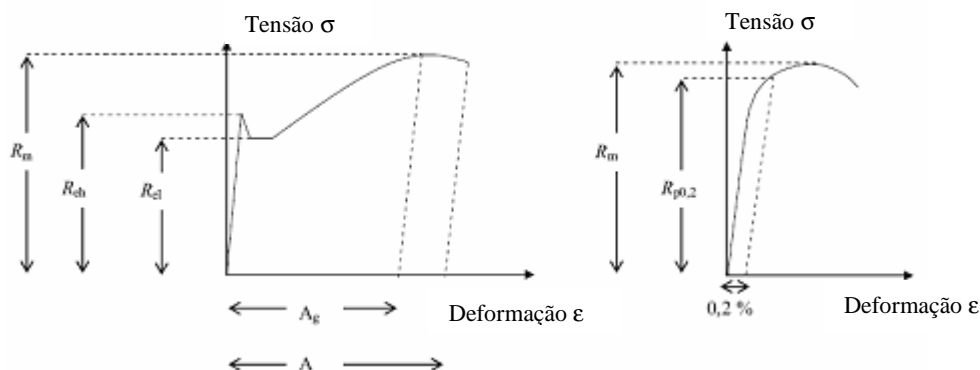


Figura 4.7 - Ensaio de tracção: tensão vs deformação

R_{eh} , Limite superior de elasticidade, em $[N/mm^2]$

$R_{p0,2}$, Limite elástico em 0,2 % de deformação, em $[N/mm^2]$

R_m , Último estado de resistência, em $[N/mm^2]$

A_g , Deformação antes da redução de área, em [mm]

A , Deformação no ponto de rotura em [mm]

E , Modulo de elasticidade ou de *Young*, em $[N/mm^2]$

- Tenacidade [4.4].

As propriedades de tenacidade, permitem uma indicação quanto ao tipo de comportamento á rotura do aço, *frágil* ou *dúctil*. Estas propriedades são avaliadas através de testes de resiliência, ou *Charpy-V test*. A Figura 4.8 representa um *provet* de ensaio *Charpy-V*, com um entalhe *V-notch*. Os testes *Charpy-V*, são geralmente efectuados em barras normalizadas *provetes*, com as dimensões de 10 x 10 x 55 mm, com um entalhe no centro da barra com 2 mm de profundidade em forma de V. Um pendulo é libertado em queda livre contra o entalhe, á velocidade de 4 m/s. Sendo então medida a energia absorvida, que representa a quantidade necessária para partir a barra, este valor designa-se por tenacidade do material (aço) K_v .

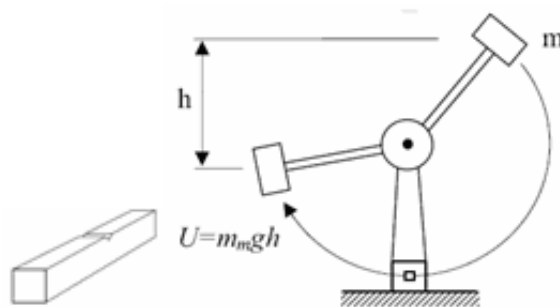


Figura 4.8 - Ensaio e equipamento de teste de resiliência *Charpy-V*

O método de teste *Charpy-V*, para classificação dos aços é empírico. Em *pipelines* a velocidade de carga sobre a sua estrutura, não é tão elevada como nestes testes, entalhes em forma de fracturas são mais comuns do que o entalhe-V, e as espessuras dos tubos são geralmente maiores, do que as destes testes em *barras normalizadas*. Os aços classificados através do teste de resiliência *Charpy-V*, são baseados para temperaturas T27J - T40J, que são as temperaturas quando a energia de teste $K_v = 27 \text{ J}$ - $K_v = 40 \text{ J}$, é obtida. Na Figura 4.9, representa a curva de temperatura do teste *Charpy-V* função da energia de impacto obtida de um aço.

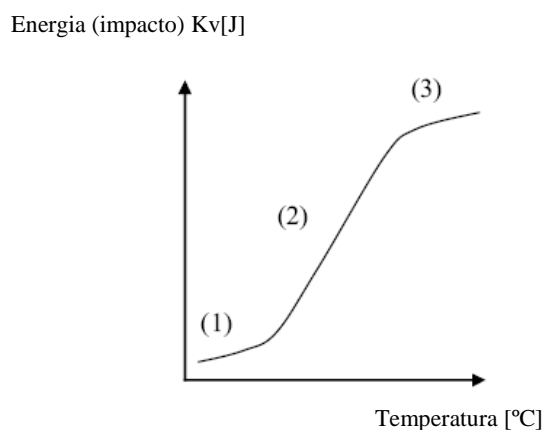


Figura 4.9 - Energia de impacto vs curva de temperatura, teste *Charpy-V*

- 1) Região baixa, onde o material *aço* tem um comportamento frágil,
- 2) Região de transição,
- 3) Região alta, onde o material *aço* tem um comportamento dúctil.

A região de transição de temperatura, correspondente a um pequeno intervalo, é caracterizada por um baixo e um alto, estado de absorção de energia.

O estado de baixa absorção de energia, corresponde a uma fractura *frágil*, enquanto um estado de alta energia, caracteriza uma fractura *dúctil*.

Aços com baixa capacidade de absorver energia com entalhes ou *fracturas* presentes, podem colapsar de forma *frágil*, comparados com aços com elevada capacidade de absorção de energia, trabalhando sob temperaturas e cargas normais.

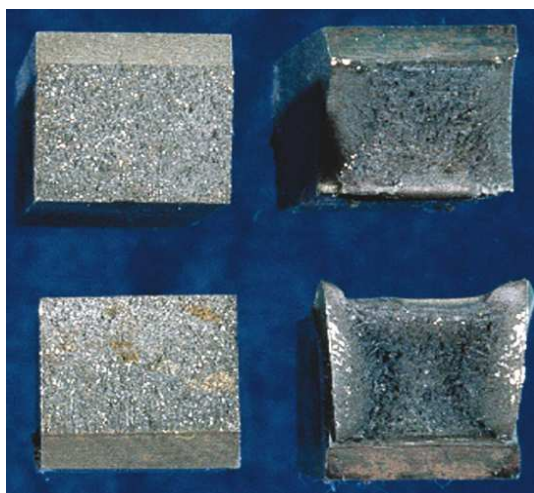


Figura 4.10 - Fractura de um aço, á esquerda *frágil*, á direita *dúctil*

- Comportamento do *pipeline* à Fractura, [4.4]

Nos aços verifica-se um estado de transição entre a fase de dureza e a fase frágil, em função da temperatura, constatando-se que essa transição acontece normalmente entre os limites de temperatura a que operam os *pipelines*. Uma vez que os *pipelines* podem operar em climas frios, essas temperaturas podem em circunstâncias de brusca despressurização do *GN* no *pipeline*, potenciar o colapso do material do tubo, com graves consequências (as roturas frágeis em *pipelines* são bem conhecidas, pelos resultados catastróficos que se tem conhecimento).

Para haver *rotura frágil*, é necessária a presença de defeitos e um campo de tensões. Caso o campo de tensões, seja suficientemente baixo, o mesmo em presença de um defeito, não o potencie, ou seja não se propague. O objectivo é que os *pipelines* em operação, não sejam sensíveis a defeitos de entalhe que possam iniciar uma fractura, razão pela qual as

especificações para a construção de *pipelines* requeiram o teste de resiliência *Charpy V*, executado a baixas temperaturas -10°C a -40°C .

Na análise á fractura em *pipelines*, é considerada a resistência no início da fractura e a resistência à sua propagação sob o regime de pressão de funcionamento do *pipeline* quando se encontra em operação. O critério de propagação das fracturas é função das condições em que essa propagação instável pode ser ou não interrompida. É um facto que a tenacidade dos tubos, que permite evitar o início de uma fractura, é mais baixa do que a necessária para deter uma fractura, já em evolução. Nos *pipelines* submetidos a uma tensão circunferencial, constata-se que os defeitos na direcção longitudinal, são mais críticos que os defeitos na direcção circunferencial.

- Teste de Tenacidade – *API 5L 5R 5B.3*

. No *Material Base* (tubo) **X70**

$T = -10^{\circ}\text{C}$, $\sigma_{\text{ced}} = 72\%$, $D_e = 711 \text{ mm}$, Valores médios = 65 Joule, Entalhe = ISO V

. Na direcção transversal da *soldadura* do tubo

Valores médios = 40 Joule, Valores mínimos = 30 Joules

. No tubo na *zona termicamente afectada*

Valores médios = 40 Joule, Valores mínimos = 30 Joule

O aspecto da zona fracturada dos provetes indicia a seguinte interpretação:

. O aspecto *fibroso* em estrias indicia um comportamento dúctil *plástico*, com maior tenacidade;

. O aspecto *granular*, pelo contrário, indicia um comportamento *frágil*, com menor tenacidade.

Verificando-se certas condições desfavoráveis num *pipeline*, a propagação de uma fractura pode evoluir à velocidade de linha do *pipeline* (sentido longitudinal do fluxo do GN).

Uma vez iniciada a fractura, a sua extensão dependerá do nível de redução da pressão de serviço do *pipeline*, o que esta situação a verificar-se, pode considerar-se um risco para a operação do *pipeline*. A velocidade de propagação da fractura, depende do Modo de rotura, e das propriedades do material do tubo. Tendencialmente é mais elevada para o modo *frágil*, sendo a fractura portanto mais rápida. Em oposição, o Modo *dúctil elasto-plástico* proporciona uma fissura mais lenta do material.

A *American Gas Association* e o *Battelle Memorial Institute* [4.5] desenvolveram estudos que relacionam o início da fractura superficial, com a resistência dos materiais dos *pipelines* e a evolução dessa fractura. Concluiu-se (em testes de protótipos de tubos de *pipelines*), que o aparecimento da fractura superficial, ocorre à mesma temperatura que a temperatura de transição, numa dada percentagem da área no teste dinâmico à *fractura DWTT – Drop Weight Tear Test*. O *DWTT*, que é especificado para *pipelines* na *API 5L3* tem pontos similares aos do teste *Charpy V*, (também neste um pêndulo com peso próprio cai sobre o provete normalizado de teste); no entanto, o *DWTT* não mede a energia absorvida, como acontece no teste *Charpy V* (que procura informação sobre o início da fissura): o *DWTT* é um teste para controlar evolução da fractura *a*. A evolução da fissura em *pipelines*, é geralmente axial nos segmentos onde o material tem menor resistência, e facilita por isso essa mesma evolução. E isto, aplica-se a tubos soldados tanto em espiral como longitudinalmente; no entanto nos tubos soldados em espiral, a direcção da fractura varia da direcção axial à direcção circunferencial, até se deter.

Os requisitos para um aço aplicado em tubos para *pipelines* devem incluir, adequada tenacidade, avaliada por ensaios *Charpy V* e *DWTT*, para uma temperatura mínima de operação e uma curva de tensão específica, de forma a impedir o início da fractura, ou a reduzir o risco da sua propagação. Na prática, estes requisitos conduzem à exigência de valores de energia no impacto, tanto maiores quanto maior for a resistência à cedência.

Os processos para aumentar a tenacidade no aço, para os tubos do *pipeline* incluem:

- . Utilização de aços desoxidados;
- . Controlo do carbono equivalente (controlo da soldabilidade);
- . Redução e afinação do tamanho do grão;
- . Controlo da micro-estrutura (que deve ser homogénea);
- . Redução do teor de enxofre;
- Propriedades dos materiais, [4.6]

As diferentes propriedades dos materiais utilizados permitem aos tubos que compõem o *pipeline*, resistir a cargas de efeitos combinados de tensões e solicitações, potenciais causadoras de defeitos, estruturais.

A forma de qualificar o defeito depende do modo de falha considerado. Assim, se a fractura tem aspecto dúctil, dada a presença de fendas, deve ser avaliada e quantificada a tenacidade do material. Geralmente para definir a tenacidade à fractura, calcula-se o valor do factor de intensidade de tensões K_{IC} , fazendo-se o teste de deslocamento da abertura a

extremidade da fenda *CTOD* – *Crack tip opening displacement*, introduzido em 1961 por Wells, o qual, após ter observado a abertura plástica de fendas quando solicitadas, sugeriu que o *CTOD* teria um valor crítico, a partir do qual a fractura se verificaria, tendo relacionando esse valor de *CTOD*, com o factor de intensidade de tensões *K*. Diferentemente, quando o colapso se dá por cedência da secção de carregamento, o parâmetro relevante do material é a tensão de cedência.

Para determinar a fadiga de um defeito por fractura, é necessário ter informação sobre o grau de crescimento da fractura.

- Acção de carregamento

As tensões que actuam sobre zonas com defeitos, devem ser avaliados e quantificadas. As tensões são assim classificadas em três categorias distintas:

. *Tensões primárias*, que são as tensões motivadoras de equilíbrio estrutural global, como, por exemplo; a pressão interna do *pipeline*, as tensões axiais mais relevantes durante os movimentos de terras; as variações térmicas e a colocação do tubo em vala;

. *Tensões secundárias*, que são tensões que produzem um equilíbrio próprio na distribuição de tensões; através da secção do *pipeline*, tensões residuais devidas à soldadura, tensões que ocorrem em regiões de deformação plástica, tensões originadas por diferença de temperatura ao longo da estrutura, por vibrações e por testes ao *pipeline*;

. *Tensões de pico*, que ocorrem repentina e pontualmente e se devem a mudanças no traçado da estrutura como, por exemplo; curvas, descontinuidades, soldaduras desalinhadas e ovalizações nos tubos do *pipeline*.

A identificação do estado de tensão é importante, pois os diferentes modos de falha potenciadores de *colapso* são originados por diferentes tipos de tensão. Por exemplo, o *colapso plástico* é provocado pela tensão primária, enquanto o colapso por *fractura frágil* apresenta como causa, a tensão secundária.

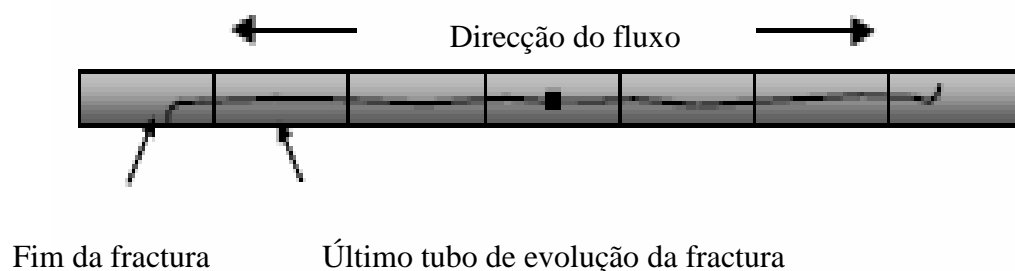


Figura 4.11 – Evolução da fractura no *pipeline* em operação, [4.6]

O parâmetro que define o crescimento de uma fractura, é a tenacidade do material, caracterizada através do ensaio de resiliência *Charpy*. A prática de caracterizar o crescimento de fracturas por fadiga, aplicando os conceitos da mecânica da fractura linear elástica, baseia-se em testes de laboratório, com *provetes* normalizados contendo fracturas de milímetros. No caso de pequenas fracturas, da ordem de fracções de milímetros, tem sido demonstrado, que os resultados da mecânica da fractura, não são condizentes com os resultados experimentais. A consideração da velocidade de propagação de pequenas fissuras, é de importância crucial na avaliação da estabilidade estrutural de tubos de *pipelines*, já que os pontos críticos sujeitos à fadiga, estão quase sempre localizados em soldaduras, locais estes, que durante o processo de construção, podem potenciar pequenas fracturas, antes de o pipeline entrar em serviço e não terem sido detectadas por Controlo da Qualidade.

Para poder aplicar a mecânica da fractura no tratamento do problema, precisa-se:

- . Da lei de propagação de fracturas no material, obtida tanto quanto possível nas mesmas condições de serviço do *pipeline* (características metalúrgicas, espessura, meio ambiente, temperatura);
- . Do valor do factor de intensidade de tensões K , válido para a geometria do *pipeline* e a localização da fractura;
- . Dos comprimentos inicial e crítico da fractura a ;
- . Da tensão nominal aplicado carregamento no tubo;
- . Da distribuição de tensões na vizinhança da fractura (efeito de concentração de tensões);
- . Dos valores de tenacidade do material.

4.2 Mecânica da fractura aplicada á falha mecânica de *pipelines*.

Os componentes estruturais têm uma constituição material, que não é absolutamente homogénea nem isotrópica. No caso das ligas ferro carbono, aplicadas no fabrico de grande parte de elementos estruturais, a sua constituição a nível microscópico revela heterogeneidades resultantes da presença de vários elementos químicos, que não só o ferro puro. No caso dos aços, verifica-se uma fase dominante a *ferrite*, estando esta combinada com outra fase a *cementite*, de elevada dureza. A combinação em diversas proporções destas fases é característica dos diversos tipos de aços, onde também outros elementos químicos podem ser usados para melhorar determinadas características mecânicas.

As substâncias mencionadas, distribuem-se de modo discreto na matriz metálica, havendo fronteiras designadas juntas de grão, que separam os componentes. Estas juntas de grão, são de elevada importância pois explicam muitos modos de falha mecânica de componentes estruturais. Sendo pois reconhecido, que as ligas metálicas (em particular os aços) não tem de facto uma estrutura homogénea; antes dispõem de um indeterminado número de micro entalhes. Estes podem ter defeitos nas juntas de grão, decorrentes de processos de maquinagem, ou devidos a um meio envolvente corrosivo entre outras causas. Os investigadores em Mecânica dos Sólidos, constataram que por aplicação de funções potenciais em análise de tensões, em corpos contendo defeitos como fendas ou entalhes, o estado de tensão na vizinhança de tais defeitos, atinge teoricamente valores extremamente elevados. A partir desta constatação, desenvolveu-se a *Mecânica da Fractura*, uma metodologia científica de modelação numérica e verificação experimental da integridade estrutural de corpos portadores de defeitos. Pode afirmar-se que o principal objectivo da Mecânica da Fractura, é o de determinar se as micro-fendas poderão crescer no componente estrutural em serviço, atingindo uma dimensão tal que determine a continuidade desse componente estrutural, não poder resistir ao esforço de solicitação para que foi projectado, e sofrer rotura ou colapso, *T.J. Dolan* (1970) [4.7].

- Esta área da Ciência de Materiais é de grande importância, estendo em constante desenvolvimento, quer melhorando os métodos de aproximação numérica, quer nos procedimentos experimentais.

- Neste trabalho, será abordado de modo introdutório apenas, como os conceitos da Mecânica da Fractura podem articular-se com a falha de componentes estruturais, como um pipeline e determinar procedimentos para aplicação da Manutenção. Um parâmetro relevante na verificação da integridade de um componente estrutural, portador de um defeito ou fenda, é o Factor de intensidade de tensão, que fornece informação ao Projectista neste contexto.

- A Mecânica da Fractura, apresenta numa abordagem linear-elástica uma perspectiva para esta situação, a partir da expressão básica do Factor de Intensidade de Tensão K , para uma placa de dimensões virtualmente infinitas e sujeita a um estado plano de tensão, como mostra a Figura 4.12.

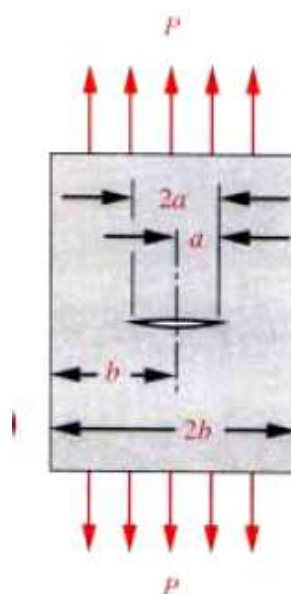


Figura 4.12 - Placa portadora de uma fenda, sujeita a um estado plano de tensão.

O factor de intensidade de tensão, designa-se por K e tem um índice de acordo com o modo de solicitação ao longo do plano da fenda, como mostra a Figura 4.13.

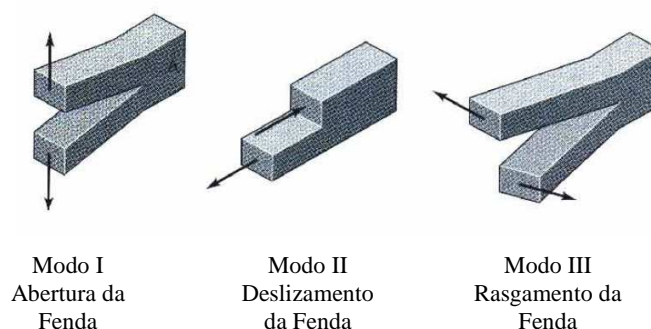


Figura 4.13 – Modos de solicitação num plano de uma fenda numa placa.

O caso mais severo consiste no Modo I, em que a fenda tende a ser aberta por um campo de tensão normal ao plano da fenda:

$$K_I = \sigma_{nom} \sqrt{\pi a} \quad (4.1)$$

Onde na expressão anterior, σ_{nom} é a tensão nominal, também designada por tensão remota a que está sujeito o componente estrutural, suposto sem defeito); a , é o semi-comprimento da fenda, que se assume existindo num plano, e b , é a largura da placa, assumindo-se que $b \gg a$.

Supondo que é possível obter por meios experimentais, um valor crítico para o factor K_{IC} , designado K_{IC} , associado ao modo de carregamento ou solicitação, então para determinada dimensão do defeito, caracterizado pelo semi-comprimento a , na Figura 4.12, pode ser avaliado o limite para a intensidade da tensão remota, que o componente estrutural suportará, sem que a fenda se propague de modo incontrolado, provocando o colapso da estrutura. Por exemplo, uma placa de alumínio, série 2024 tem $K_{IC}=26 \text{ MPam}^{1/2}$; se uma fenda com semi-comprimento $a = 1\text{mm}$ (0,001 m), for detectada então a máxima tensão remota σ_{nom} , que a placa pode suportar é de:

$$\sigma_{nom} = \frac{K_{IC}}{\sqrt{\pi \times a}} = \frac{26}{\sqrt{\pi \times 0,001}} = 463 \text{ MPa} \quad (4.2)$$

Esta tensão, excede bastante a tensão de cedência desta liga de alumínio, cerca de 210 MPa, constatando-se que a presença do defeito mencionado, não constitui o principal motivo de falha da placa, este falhará sim por excesso de deformação plástica, não sendo a fenda a condicionar tal. Para uma fenda com semi-comprimento $a = 50\text{mm}$, a tensão remota admissível é:

$$\sigma_{nom} = \frac{26}{\sqrt{\pi \times 0,05}} = 65,6 \text{ MPa} \quad (4.3)$$

O que limita de certa forma, o máximo esforço admissível.

O que de forma resumida se referiu constitui um procedimento de menor utilização em Mecânica da Fractura, resultando numa situação ideal para grande parte dos metais; de facto, estes têm um comportamento dúctil, implicando que na vizinhança do vértice de uma fenda, não é expectável que o campo de tensões atinja valores muito elevados, compatíveis com a modelação teórica utilizada na abordagem linear-elástica; uma análise mais próxima com a realidade, do problema da propagação de fendas em materiais dúcteis, é o procedimento da Mecânica da Fractura Elasto-Plástica.

Nesta metodologia, determina-se uma distância ou *raio plástico*, de modo que o estado de tensão na placa em carga, não ultrapasse a tensão de cedência do material, tal como é apresentado na Figura 4.14.

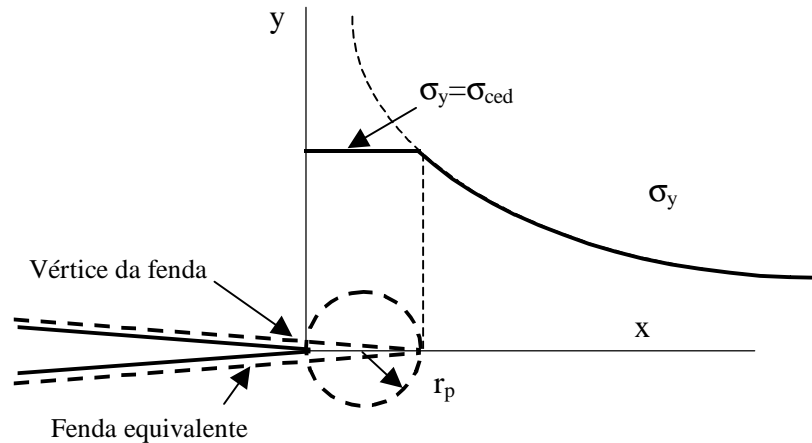


Figura 4.14 – Fenda equivalente: do raio plástico no vértice da fenda.

Deste modo, assumindo o Factor de intensidade de tensão para a tensão remota da placa tal como na Figura 4.12, ser igual ao obtido para a tensão remota, igual à tensão de cedência do material, mas associada a uma nova fenda de semi-comprimento r :

$K_I = \sigma_{nom} \sqrt{\pi a} = \sigma_Y \sqrt{2\pi r}$ onde r , é o raio plástico equivalendo a uma fenda de semi-comprimento $2r$, que tem um K_I igual ao associado ao defeito existente, mas agora com a tensão nominal igual, à tensão de cedência do material.

Da expressão anterior obtemos:

$$r = \frac{1}{2\pi} \times \left(\frac{K_I}{\sigma_Y} \right)^2 \quad (4.4)$$

A fenda equivalente que se associa ao factor de intensidade de tensão K_I , para um material dúctil com a tensão de cedência σ_Y , tem agora um semi-comprimento $a+2r$, deste modo, no exemplo acima analisado pela *Mecânica da Fractura Linear-Elastica*, considerando que a liga de alumínio 2028, tem $\sigma_Y = 210$ MPa, uma tensão remota de 65,6 MPa, então a fenda admissível para $K_{Ic} = 26$ MPa m^{1/2}, tem o comprimento equivalente:

$$a = 54,86 \text{ mm, onde } r = 2,43 \text{ mm, anteriormente era de } a = 50 \text{ mm}$$

O exemplo exposto, constitui o primeiro caso de estudo em *Mecânica da Fractura*, tal exemplo foi utilizado para aproximar a partir de funções correctoras, o Factor de intensidade de tensão, em placas portadoras de fendas com outra orientação, como é apresentado na Figura 4.14. O valor de K_0 , é o dado pela equação 4.1, sendo possível

obter o valor de K_I para a placa portadora de fenda lateral, multiplicando o valor de K_0 pelo factor de correcção dado na Figura 4.15.

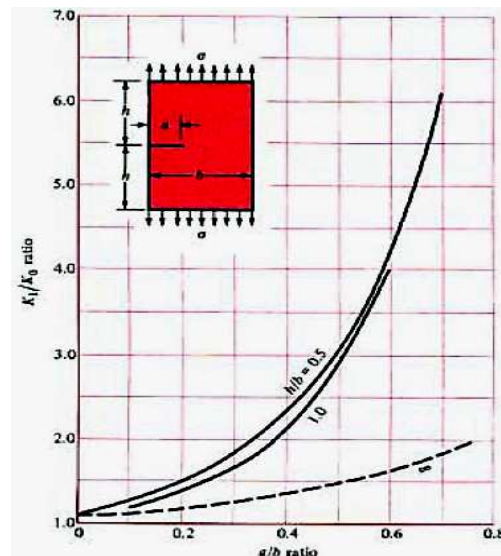


Figura 4.15 - Factor de correcção para determinar o valor de K_I : placa com fenda

Neste trabalho, apresenta-se a aplicação das técnicas da Mecânica da Fractura, à análise de risco de uma instalação, através de um exemplo prático:

Considerando-se que foi detectada uma fenda de semi-comprimento $a = 49\text{mm}$, num componente estrutural tipo placa plana, semelhante ao exemplo anteriormente estudado, a qual se encontra num meio envolvente quimicamente agressivo. Através de exame laboratorial, foi possível estimar a velocidade de crescimento da fenda, caso persistisse a actividade do meio químico envolvente, em 10^{-1} mm/mês . Considerando-se que a análise se efectua, segundo os procedimentos da Mecânica da Fracture Linear-Elastica, de forma que para uma tensão remota $\sigma_{\text{nom}} = 65,6\text{ MPa}$, a fenda terá um semi-comprimento $a_{\text{crit}} = 50\text{mm}$. Através daquela taxa de crescimento, prevê-se ser necessário efectuar a reparação ou substituição do componente estrutural, ao fim de 10 meses de serviço, considerando-se este, o único factor susceptível de alterar o comprimento da fenda.

O facto do parâmetro K_I poder chegar ao valor crítico, para o material do componente estrutural portador do defeito, não significa que para aquele valor haja falha, tal resultado de K_{IC} está associado a uma probabilidade de ocorrência da falha, a qual será próxima de 1, se $K_I = K_{IC}$.

Apresentou-se aqui o caso de elementos estruturais portadores de defeito tipo fenda, que atravessa a espessura do componente estrutural, ou seja trata-se de uma fenda de penetração total. No caso de uma placa ou elemento de casca, encerrando um fluido sob pressão, tubo contendo GN, podia o componente apresentar uma integridade estrutural aceitável, mas a sua operacionalidade poderia constituir um sério risco para o Sistema *pipeline*, uma vez que o fluido se escaparia de modo mais ou menos rápido.

Este tipo de defeitos pode levar à desactivação ou paragem do *pipeline*, pelo facto do componente estrutural, apresentar uma causa *leak before break* [4.8], ou seja fuga antes de falha, em oposição À causa *break before leak*, caso que tem consequências eventualmente mais graves que o primeiro. O facto é que antes de uma fenda alcançar a geometria de defeito totalmente penetrante, uma inspecção por meios não destrutivos adequados, *US* ou *pig intelligent*, deverá detectar um perfil relativamente semelhante, ao importante caso a seguir apresentado na Figura 4.16, de um estudo de *J. P. Gonçalves e P.T. de Castro* (1999), na determinação de Factores de intensidade de tensão, em fendas de penetração parcial em placas ou cascas.

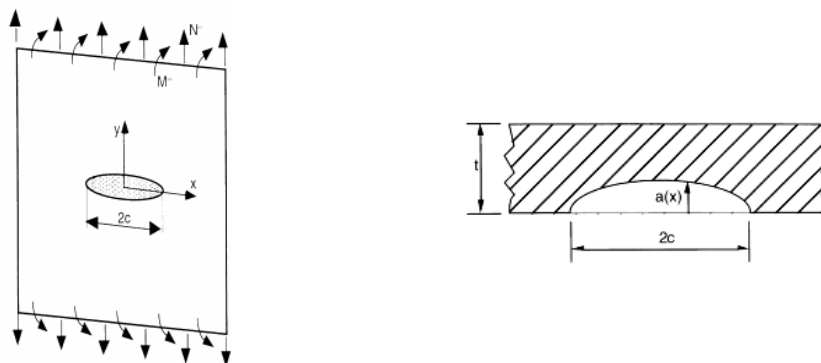


Figura 4.16 - Fenda superficial ou semi elíptica, numa placa plana.

Tal como se pode observar na Figura 4.16, uma placa com uma fenda de perfil semi-elíptico, se submetida a um esforço de tracção ou flexão de modo a permitir a abertura da fenda, deverá apresentar um campo de tensões ao longo do ligamento residual, que permite obter o Factor de intensidade de tensão por expressões associadas à analogia de uma fenda de penetração total, mas tendo-se entre as suas faces adjacentes, uma distribuição de elementos elásticos ou elasto-plásticos, conforme o tipo de análise estrutural, segundo um Modelo proposto por *J. Rice* (1972) [4.8], e usado por *Gonçalves e de Castro* (1999). Tal como fisicamente expectável, o Factor de intensidade de tensão,

refere-se agora a uma frente de fenda ou linha elíptica, que delimita a parte de material sem contacto, daquela que ainda se mantém coesa. O Factor de intensidade de tensão, é avaliado ao longo do comprimento da fenda por coordenadas lineares ou angulares, conforme a opção dos autores dos resultados estudados. A Figura 4.17 apresenta o caso referente a várias geometrias de fendas semi-elípticas, em que se usam coordenadas angulares para localizar o ponto onde se efectua o cálculo.

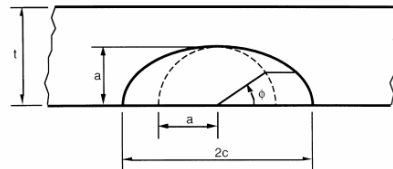


Figura 4.17 – Coordenadas angulares em pontos no perfil da fenda.

O Factor de intensidade de tensão, tem o aspecto apresentado na Figura 4.18, onde se verifica que o valor máximo, se regista na parte mais profunda do defeito a = maior profundidade do defeito, c = semi-eixo maior da elipse, e t a espessura da placa.

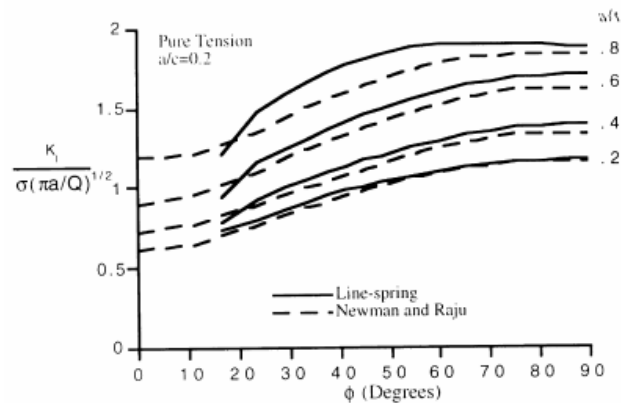


Figura 4.18 (a) – K_I fenda semi-elíptica, tracção remota uniforme, $a/c = 0,2$.

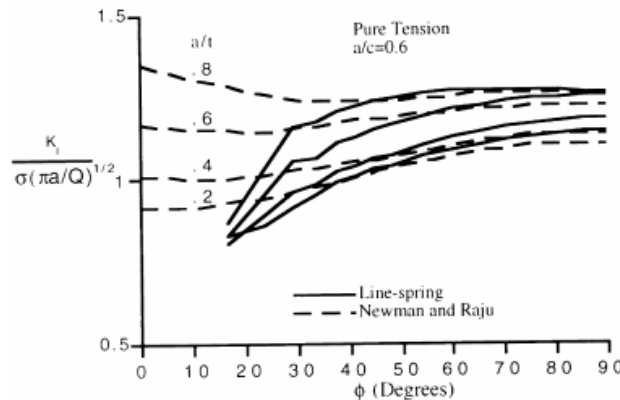


Figura 4.18 (b) – K_I fenda semi-elíptica, tracção remota uniforme, $a/c = 0,6$.

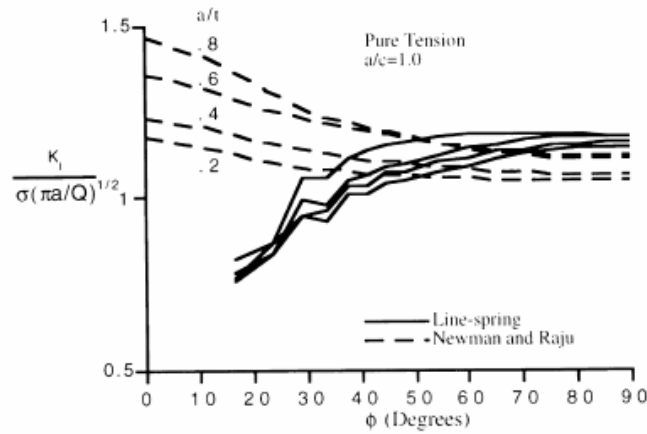


Figura 4.18 (c) – K_I fenda semi-elíptica, tracção remota uniforme, $a/c = 1,0$.

Nas figuras anteriores, o Factor de intensidade de tensão, é calculado a partir da expressão referente a K_I , para uma fenda totalmente penetrante, tal como analisado na Figura 4.12, usando um factor de correcção dado por:

$$Q = 1 + 1,464 \left(\frac{a}{c} \right)^{1.65} \quad \text{para } \frac{a}{c} \leq 1 \quad (4.5)$$

Os valores apresentados nos gráficos são normalizados pelo valor:

$$\bar{K} = \frac{K_I}{\sigma_x (\pi a_x Q)^{1/2}} \quad (4.6)$$

O caso apresentado na Figura 4.18 (c), corresponde à iminência de rotura da superfície, criando as condições do cenário *leak before break*, supondo que a estrutura ainda manterá a sua integridade depois da frente de fenda, chegar à face oposta de onde se iniciou. Os resultados apresentados pelos autores *Gonçalves e de Castro* (1999), foram comparados com os obtidos por *Raju e Newman* (1979) [4.9], que usaram elementos finitos sólidos de elevada ordem, na determinação dos Factores de intensidade de tensão, em várias geometrias de defeitos semi-elípticos.

Tendo sido constatada uma boa concordância, apenas nos pontos mais profundos do defeito, o que de todo não se verifica quando a fenda intersecta a superfície de onde se

iniciou. De qualquer modo, o método usado pelos autores Gonçalves e de Castro, é seguro como método de avaliação da integridade de um componente estrutural, portador de um defeito como o apresentado, uma vez que na região onde o Factor de intensidade de tensão é máximo. Este valor está certificado por métodos rigorosos.

Este tipo de defeitos, pode ser de todos o que se aproxima mais da realidade considerada no presente trabalho, pois a sua geometria é estatisticamente a mais encontrada quando analisam juntas soldadas como nos tubos do *pipeline*, eventualmente submetidas a esforços de fadiga. O crescimento de fendas assim configuradas, pode ser acelerado se houver pressão (*GN*) e um ambiente envolvente corrosivo (solos de diferente pH), actuando nas faces da fenda e esta for sujeita a esforço de abertura e fecho, de modo periódico que se constata durante os ciclos de bombagem do *GN*, no *pipeline*.

Considere-se entretanto, o exemplo de uma placa de alumínio série 2024, anteriormente apresentado com $K_{IC} = 26 \text{ MPam}^{1/2}$, tendo uma espessura de 10 mm. Assumindo existir uma fenda, aproximadamente semi-elíptica com as dimensões $a = 6 \text{ mm}$, $c = 10 \text{ mm}$, comprimento total 20 mm ou 0,02 m. Obtêm-se os parâmetros adimensionais $a/t = 0,6$ e $a/c = 0,6$. Para $\phi=90^\circ$, o valor adimensional do Factor de intensidade de tensão é $\bar{K} = 1,25$, pela Figura 4.18 (b), e $Q = 1,63$. Para o valor limite $K_{IC} = 26 \text{ MPam}^{1/2}$, obtêm-se, a tensão remota correspondente, que conduziria à propagação instável da fenda, Segundo critério da Mecânica da Fractura Linear Elástica:

$$\sigma = \frac{26}{(\pi \times 0,006 \times 1,63)^{1/2}} = \frac{26}{0,1753} = 148 \text{ MPa}$$

Como se constata, trata-se de um resultado inferior à tensão de cedência do material, facto ao qual se pode associar uma maior probabilidade de ocorrência, dado que o utilizador pode não estar de sobreaviso da existência do defeito assim caracterizado, e confiar no Factor de Segurança que ainda dispõe, o qual é 1-148/210, ou seja cerca de 40%, podendo incorrer no risco de fractura do componente estrutural.

4.2.1 Cascas cilíndricas portadoras de fendas superficiais.

Na sequência do estudo anterior, aborda-se aqui resumidamente o problema da determinação do Factor de intensidade de tensão em tubos ou reservatórios de pressão cilíndricos.

Trata-se de um tipo de estruturas com uma configuração muito frequente, quer de modo autónomo, quer combinada com outras formas geométricas, fundos semi-elípticos ou esféricos, por exemplo.

Daí se esperar que estas cascas sejam portadoras de defeitos, geralmente provenientes de operações de ligação entre módulos estruturais através de soldadura, ou surgidas em serviço.

Dada a relevância deste problema, muitos investigadores tem procurado obter valores credíveis para o Factor de intensidade de tensão, associado a defeitos existentes nesta geometria de cascas.

Para esse fim, é frequente o uso da modelação da estrutura na vizinhança do defeito, por elementos finitos volumétricos de elevada ordem de deformação, a fim de garantir resultados tão exactos quanto possível.

Não sendo objectivo deste trabalho, desenvolver este tema, são referidos a seguir alguns resultados obtido pelo investigador Andrea Carpinteri *et al.* (1998) [4.10], como contribuição para o conhecimento da propagação de fendas em componentes tubulares cilíndricos.

Na Figura 4.19, caracteriza-se a geometria de uma fenda de configuração semi-elíptica, e os parâmetros geométricos usados nas expressões necessárias, o Factor de intensidade de tensão associado.

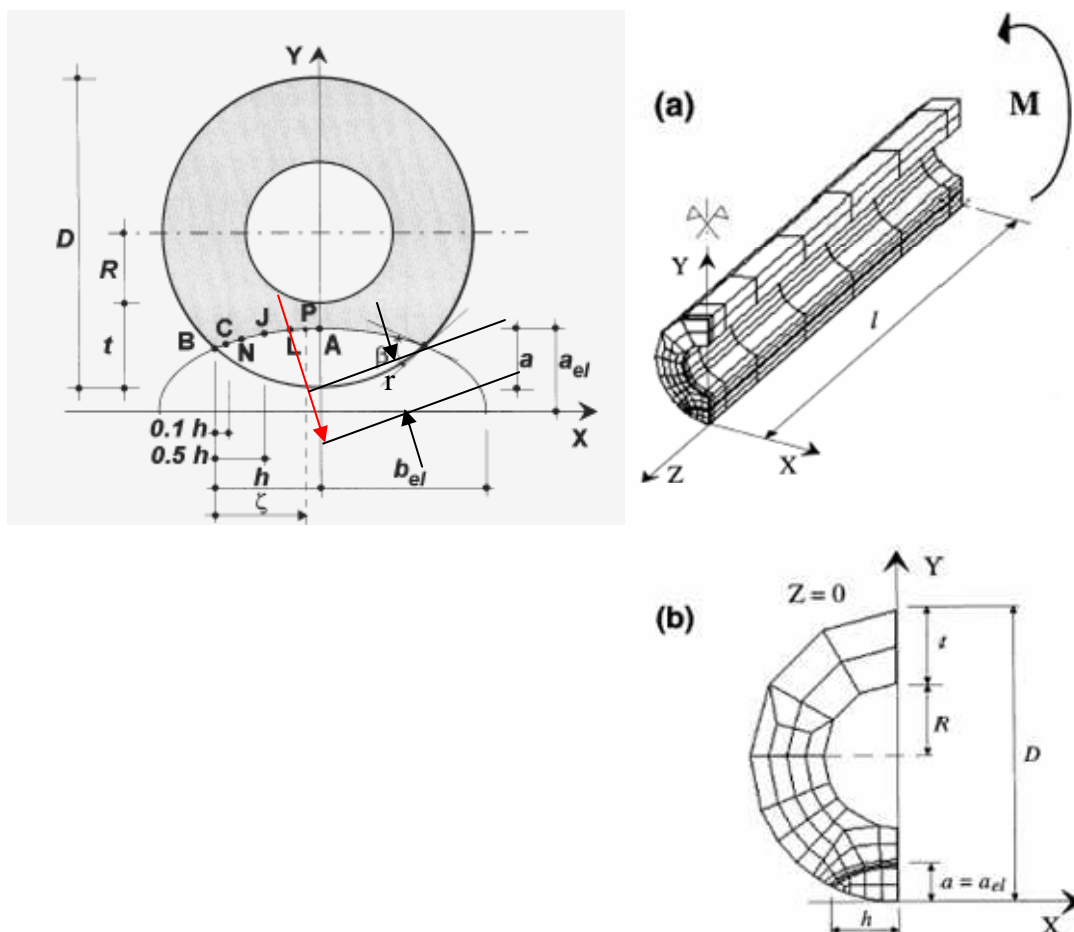


Figura 4.19 – Modelação de um tubo de paredes moderadamente espessas portador de uma fenda superficial, usando elementos finitos, *Carpinteri et al*, 1998.

As expressões apresentadas de seguida, são necessárias na determinação do Factor de intensidade de tensão, em tubos com fendas na direcção circunferencial e submetidos a flexão, Figura 4.19:

a , máxima profundidade da fenda

a_{el} , semi-eixo menor da elipse, supondo a fenda com perfil semi-elíptico, a superfície exterior do tubo não é necessariamente tangente ao eixo maior

ξ , a/t no ponto mais profundo da fenda, mede-se a/t

α , a_{el}/b_{el} referidos à elipse nos seus eixos principais

S , a_{el}/a refere-se ao desvio do eixo maior da elipse, em relação à tangente à circunferência exterior do tubo, normalmente $s = 1$

Usa-se ainda a coordenada auxiliar ζ que referencia o ponto, onde se presente determinar o K_I Factor de intensidade de tensão, tendo como origem a intersecção da linha perfil da

fenda, com a circunferência exterior do tubo Figura 4.19, geralmente emprega-se a coordenada adimensional, normalizada ζ/h . A fim de simular acções relacionadas com a inspecção e a Manutenção de Sistemas estruturais como um *pipeline*, objectivo deste trabalho, considere-se como exemplo, um tubo pertencente a um permutador de calor, tendo as seguintes dimensões e características mecânicas:

- . D diâmetro exterior = 100 mm
- . t espessura = 4,5 mm
- . Fenda semi-elíptica: $a = 3$ mm ($a = a_{el}$), $s = 1$, $a/t \approx 0,66$, $R/t \approx 10$ ($R \approx 45$ mm), raio interno
- . $\alpha = 0.6$, relação entre eixos da elipse

Tabela 4.2 - Aço austenítico [4.11], com a seguinte composição química

C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni
max			max.	max.		
0.030	0.5	1.3	0.030	0.015	18.5	10

Factor de intensidade de tensão para este material, $K_{IC} \approx 28 \text{ MPa} \times \text{m}^{1/2}$

A Figura 4.20 apresenta resultados sob forma gráfica, para o Factor de intensidade de tensão adimensional $K^*_{I,M}$, no caso do tubo portador do defeito referido e solicitado à flexão.

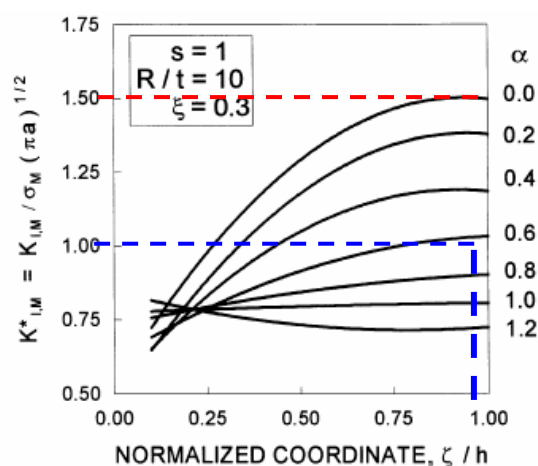


Figura 4.20 – K_I : defeito parcial semi-elíptico por carga de flexão

A expressão para o Factor de intensidade de tensão adimensional, neste tipo de estruturas é dado por:

$$K_{L,M}^* = \frac{K_{I,M}}{\sigma_M \sqrt{\pi x a}} \quad (4.7)$$

onde:

$$\sigma_M^\infty = \frac{M \times \frac{D}{2}}{\frac{\pi x (D^4 - (D - 2xt)^4)}{64}} \quad (4.8)$$

σ_M^∞ , é a tensão de flexão remota máxima, na zona não atingida pelo defeito e r é a distância radial, entre a face exterior do tubo e o perfil do defeito, Figura 4.19.

No presente caso, admite-se $r_{\max} = a = 3 \text{ mm}$

Com os dados anteriores, obtêm-se do gráfico na Figura 4.20 o valor adimensional $K_{L,M}^* \approx 1$, deste modo coincidindo o Factor de intensidade de tensão para aquele tipo de fenda num tubo cilíndrico, coincidente com o mesmo parâmetro mas pertencente a uma placa de dimensões virtualmente infinitas, com uma fenda de semi-comprimento a , o Factor de intensidade de tensão é dado por:

$$K_{L,M}^* = \frac{K_{I,M}}{\sigma_M \sqrt{\pi x a}} = 1; \quad (\text{unidades S.I.})$$

$$K_{I,M} = \sigma_M \sqrt{\pi x a} = \sigma_M \sqrt{\pi \times 3E - 0,3} \approx 0,1 \times \sigma_M$$

O que implica dizer, para o material anteriormente apresentado, a máxima tensão (nominal) de flexão na vizinhança da fenda, seria $\sigma_M^\infty = 28/0,1 = 280 \text{ MPa}$, valor que se encontra próximo da tensão de cedência deste tipo de aço.

Este resultado mostra o bom comportamento que o material seleccionado apresenta, mesmo em presença de um defeito como o assumido, neste exemplo.

Um caso em que o defeito, se aproximasse mais da forma de um *entalhe rectilíneo*, em que $\alpha = 0$, mantendo os restantes parâmetros geométricos, implicaria o Factor de intensidade de tensão adimensional agravado $K_{L,M}^* \approx 1,5$ conforme se pode constatar na Figura 4.20, a tensão remota passaria agora a ser:

$$K_{L,M}^* = \frac{K_{I,M}}{\sigma_M \sqrt{\pi a}} = 1,5;$$

$$K_{I,M} = 1,5 \sigma_M \sqrt{\pi a} = 1,5 \sigma_M \sqrt{\pi \times 3 \times E - 0,3} \approx 0,15 \times \sigma_M$$

Seria agora $\sigma_M^\infty = 28/0,15 = 186,7$ MPa, reduzindo-se a margem de segurança para 67% da tensão de cedência do material.

Num Sistema estrutural como um *pipeline*, onde as decisões de Manutenção, são baseadas no *RBI*, o estabelecimento de um Factor de Risco, para este tipo de defeitos potenciadores de falha/avaria, em serviço ou operação, poderia ser assim simulado:

. Probabilidade de um tubo do permutador atingir 67% ou mais, da tensão de cedência, caso apresentado, onde $\sigma_M^\infty = 186,7$ MPa $\approx 67\% \times \sigma_Y$ ($\sigma_Y = 280$ MPa) : 0,8

. Factor de Risco associado, ao derrame de fluido suposto vapor a alta pressão. Elevado risco de explosão em contacto com óleo.

Considera-se que o Factor de Risco permite avaliar as Consequências de uma decisão, em manter em operação uma estrutura como um *pipeline*, que potencialmente pode colapsar. Podendo-se, estabelecer a seguinte relação perante tal situação:

$\text{Risco} = \text{Probabilidade} \times \text{Consequência}$
--

Estabelecendo-se para a Consequência um nível, de acordo com uma escala de impacto no funcionamento da Sistema estrutural e reflexo sobre vidas humanas e ambiente.

Aqui neste exemplo, considerou-se que a Consequência seria tipificada como 4, e a probabilidade com o nível D (da Matriz de Risco da metodologia a desenvolver no Capítulo VI). Neste exemplo, o uso deste diagrama, indicava que o Risco de manter esta estrutura em operação, implicaria assumir uma classificação Inaceitável, devido ao elevado Risco para o Sistema estrutural, vidas humanas e ambiente.

Articulemos agora o conceito de *Factor de Intensidade de Tensão* de uma estrutura portadora de fendas com o *Risco* de utilização do componente.

Vimos que se pode associar o Risco de ruína ao componente portador de um defeito (tipo fenda) submetido a um estado de tensão em que se atinja o *valor crítico* para o Factor de Intensidade de Tensão. Se tal situação se verificar, pode-se considerar que segundo os

conceitos de *Mecânica da Fractura Linear-Elástica*, o componente terá falha iminente. No entanto, se o campo de tensões susceptível de gerar o valor crítico do Factor de Intensidade de Tensão ocorrer de acordo com um factor de probabilidade, a metodologia do *RBI* pode ser agora aplicada.

Para melhor concretizar tal combinação de métodos (estatístico e estrutural), consideremos o seguinte exemplo:

- *Ligação de flange soldada ao tubo de Aço ao carbono API 5L, X70 (API Standards)*

Propriedades:

Módulo de Young: $E=210\text{ GPa}$;

Tensão de rotura $\sigma_u=600\text{MPa}$

Tensão de cedência $\sigma_Y=480\text{MPa}$

- *Fluido circulante: óleo mineral para transmissão hidrostática de baixa pressão*

Pressão de serviço da tubagem: 20bar

Foi detectado um defeito circunferencial tipo fenda semi-elíptica externa semelhante à que se mostra na Figura 4.19 na linha de soldadura.

O factor de intensidade de tensão crítico para este material é (aproximadamente) $K_{IC}=18\text{ MPa}\times\text{m}^{1/2}$. Este valor é atingido para uma pressão $p=100\text{ bar}$.

Sendo a pressão de serviço $p_{nom}=20\text{ bar}$ em princípio a instalação não oferece qualquer risco; porém, durante o fecho brusco de válvulas, valores de pico de pressão atingem cerca de 100 bar com uma frequência dependente da actuação de um sistema de segurança.

Consideremos então os seguintes factores:

- . Probabilidade de fecho brusco de válvula de segurança: $p_{seg}=0.2$
- . Risco de impacto ambiental desfavorável, se houver derrame $Ra=2$ (em escala de 1 a 5)
- . Risco para a instalação (inibição de funcionamento $Ri=3$ (em escala de 1 a 5)

Este caso prático, pode configurar uma ligação da mecânica da fractura com a metodologia do *RBI*, através da assunção da escala de valores que indicia o exemplo estudado, caracterizando-se o evento na Matriz de Risco, de acordo com Figura 6.5 do capítulo VI.

4.3 Comentários e síntese

Neste capítulo, abordou-se a integridade estrutural de *pipelines*, com as ferramentas da Mecânica da Fractura Linear Elástica, onde os fenómenos de fractura potenciadas por carregamentos externos.

A Mecânica da Fractura Linear Elástica, é uma boa ferramenta para a análise e avaliação da integridade destas estruturas, mas é restritiva, uma vez que trata com uma distribuição de tensão capaz de níveis menos realistas para o material do tubo aplicado, que é um aço dúctil. Com efeito, os níveis de tensão na vizinhança do vértice de uma fenda poderiam ultrapassar largamente o valor da tensão de cedência do material, mostrando uma perspectiva pessimista, para a análise e avaliação da integridade do tubo portador do defeito; no entanto, os conceitos apresentados pela Mecânica da fractura Linear Elástica fornecem aproximações numéricas indispensáveis ao desenvolvimento de modelos numéricos mais realistas.

O factor de intensidade de tensão é um parâmetro de importância na análise e avaliação da integridade da estrutura *pipeline*, sob a acção de esforços aplicados na vizinhança de defeitos estruturais.

Métodos utilizados na investigação da integridade estrutural de tubos portadores de defeitos, consistindo na determinação do Factor de Intensidade de Tensão, utilizando a variação da flexibilidade da estrutura em função do incremento virtual da fenda. Pode-se utilizar a aproximação linear elástica, da Mecânica da Fractura Linear Elástica, a inclusão de grandes deslocamentos, a não linearidade geométrica e o material, com Modelo constitutivo semelhante ao aço dúctil do *pipeline* (*API 5L X70*), em análise.

Para defeitos de geometria típica, com selecção de imagens por *Rx* e *US*, obtidas a partir de ensaios de cargas aplicadas no Protótipo *Modelo real* - tubo do *pipeline*, realizados no *ISQ*, aplicando o método experimental

Capítulo V

5. Modelo mecânico, protótipo de ensaios laboratoriais

5.1 - Zonas de carregamento accidental sobre a tubagem do *pipeline*

A geometria e as condições de funcionamento do *pipeline* são analisadas de forma a identificar as zonas críticas de carregamento accidental, sobre a *servidão do pipeline*. Certos níveis de pressão concentrada atingem valores mais elevados nas zonas de terreno com declives pronunciados.

Embora as pressões cíclicas possam ser mais elevadas noutras zonas. Daí a análise detalhada de pressões cíclicas, ser executada no *pipeline* em toda a sua forma geométrica e extensão no terreno mais inclinado, e quando existem operações de bombagem de GN, que provoquem ondas de choque no *pipeline*. Outros factores, como o apoio do tubo *assentamento do pipeline na vala*, atravessamentos de rios, curvaturas do tubo, cargas do solo e condições meteorológicas adversas, são situações de carregamento crítico sobre o tubo.

Se estes locais de carregamento crítico, forem coincidentes com as zonas mais deterioradas, é necessários estes sectores serem seleccionados para Manutenção intensiva. São executadas análises por extensometria eléctrica e avaliações adicionais com passagem do *intelligent pig*, para monitorizar este evento quantificando assim o carregamento sobre a tubagem e a eventual deterioração desta, identificando assim as zonas do traçado do *pipeline* mais críticas.

- *Avarias accidentais devidas a terceiros*

Avarias accidentais, causadas por invasão da *serventia* por terceiros, ocorrem com muita frequência. A experiência internacional mostra que mais de 40% das fugas de GN ocorridas em *pipelines*, são devidas a terceiros por carregamentos externos sobre a tubagem, sendo esta uma das maiores causas de falha geradoras de potenciais fugas de GN. Sendo a segunda maior, a provocada por zonas de corrosão sobre as tubagens. Os factores que podem impedir, ou minimizar esta situação, são os meios de vigilância *Manutenção por veículo* que evitem, que pessoas e máquinas trabalhem junto e sobre a *serventia do pipeline*.

- *Avarias mecânicas*

O *pipeline* pode ter sofrido degradação mecânica durante a sua instalação na fase de construção ou degradação esta provocada por máquinas em actividade nas proximidades do *pipeline*. Os ensaios e as inspecções efectuadas ao *pipeline* são utilizados para conhecer a natureza e extensão dessa degradação. Uma vez analisadas estas características, a análise de tensões e de fractura é empregue para caracterizar o modo e efeito da degradação, para controlo da condição da tubagem, resultando assim no conhecimento da integridade estrutural do *pipeline*.

- *Defeitos mecânicos*

A qualidade dos aços utilizados no *pipeline* é elevada, daí a especificação do tipo de aço da tubagem empregue no projecto *API 5L X65-70-80-100*, e características da construção definirem o tipo de inspecção de forma a analisar as solicitações, que a tubagem pode responder e as solicitações a que está sujeita normalmente.

- *Condição das soldaduras e eventuais imperfeições*

As soldaduras e as suas zonas termicamente afectadas pelo calor, são as mais críticas sob o ponto de vista mecânico em qualquer estrutura soldada. O traçado do *pipeline*, os registos de construção, os dados de inspecção da Manutenção, servem para analisar e caracterizar a importância das soldaduras, no âmbito da integridade estrutural do *pipeline*. As inspecções e os ensaios são elaborados para identificar as características e eventuais defeitos de soldadura, irregularidade geométrica e variações de espessura dos tubos. É concluída esta análise à integridade estrutural dos tubos, por avaliação da análise de tensões, através das técnicas da mecânica da fractura.

- *Tensões de fadiga e propagação de defeitos mecânicos*

Métodos de análise de tensões tais como extensometria eléctrica e aplicação de modelos numéricos *simulação por elementos finitos*, são utilizados para caracterizar o estado de tensão nos locais críticos do *pipeline*, se o carregamento cíclico for considerado determinante. Tensões induzidas, por carregamento cíclico, são combinadas com outros factores ambientais como a corrosão, para avaliar situações de fadiga *versus* evolução de eventuais defeitos de soldadura *micro-fracturas*. Análise esta através das técnicas e procedimentos da mecânica da fractura. As análises feitas à integridade estrutural do

pipeline são interpretadas dinamicamente, no sentido de determinar o impacto das acções de Manutenção propostas, para a garantia da normal integridade estrutural do *pipeline* e o seu desempenho eficaz. Algumas destas condições consideradas mais críticas para o bom funcionamento da infra-estrutura serão simuladas neste trabalho usando simulação numérica e experimental com metodologia apresentada nos pontos seguintes

5.2 Modelo para análise experimental [5.1]

5.2.1 - Sistema de forças devidas à acção do solo

As tubagens enterradas destinadas ao transporte de gás sob pressão estão sujeitas a solicitações radiais aproximadamente uniformes. Estas devem-se principalmente à massa de solo circundante, a qual exerce uma pressão externa aproximadamente uniforme se a cota a que o tubo está enterrado puder ser considerada muito maior do que o diâmetro da tubagem. Contudo, a massa do meio circundante da tubagem não é homogénea, podendo haver lugar a solicitações mais ou menos concentradas. Estas podem dever-se a: corpos irregulares duros, como será o caso de afloramentos rochosos, as quais, se não forem detectadas, podem exercer esforços radiais de grande intensidade e, mesmo, danificar a superfície da tubagem, quando excedam o limite elástico do material do tubo; ou de cargas acidentais resultantes da acção do rodado de veículos pesados que invadam a área de acesso reservada do *pipeline*, passando à superfície sobre a tubagem e podendo provocar o colapso do tubo por encurvadura.

Nesta etapa vamos desenvolver um modelo para o cálculo aproximado da pressão interna na massa de solo preenchendo o espaço na vala onde se instala o tubo. O solo sendo um meio granular, desenvolve atrito interno quando é submetido a deformações em que as camadas do solo devam deslizar entre si. Consideremos então uma camada de solo preenchendo o volume de enchimento da vala destinada ao tubo como se exemplifica na fig. 5.1. O elemento de solo mostrado na figura está em submetido a um sistema de forças resultando do peso próprio da massa, da propagação da força de superfície e de forças de atrito por interacção com superfícies adjacentes e as camadas restantes em contacto com a que se estuda. As seguintes forças são então geradas:

- Uma pressão interna, de intensidade $p(x)$, dependendo da coordenada x a partir da cota zero (à superfície);
- Uma pressão lateral R_{fh} resultando de forças de atrito F_{fh} ;

- Uma força de corte S_{fh} reagindo contra a expansão lateral da massa de solo comprimida pela força de superfície

A quantificação destas forças é: $R_{fh} = (1 - \mu)p(x)dx$ sendo a componente vertical de força de corte $S_{fh} = \mu(1 - \mu)pdx$

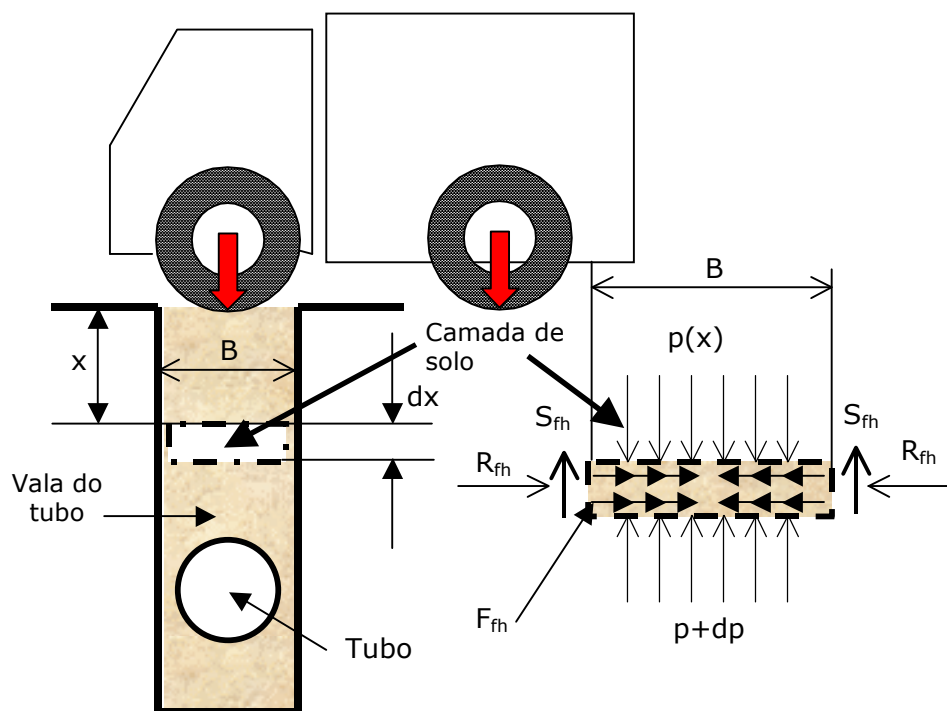


Figura 5.1 - Interação *solo-tubo* sob efeito de carga de superfície

Tendo identificado as forças actuando na massa terrosa elementar, esta massa deverá estar em equilíbrio, de modo que a seguinte equação deve verificar-se:

$$Bdp + 2\mu(1 - \mu)pdx = \rho g B dx \quad (5.1)$$

onde B é a largura da vala, μ é o factor de atrito interno do solo e ρg é o peso específico.

A equação diferencial de primeira ordem (5.1) (1) tem a solução geral:

$$p(x) = p_0 \exp\left[-\frac{2\mu(1 - \mu)x}{B}\right] + \frac{\rho g}{2\mu(1 - \mu)} \left\{1 - \exp\left[-\frac{2\mu(1 - \mu)x}{B}\right]\right\} \quad (5.2)$$

Este resultado é o valor da pressão interna no solo à cota x a partir da superfície. Este valor depende da massa do solo à cota considerada e também da condição de fronteira em $x=0$, a qual se refere a uma pressão de superfície, caso que interessa à análise a seguir discutida. A pressão $p(x)$ exerce-se verticalmente, enquanto que esta componente se reduz para o valor $(1-\mu)\times p(x)$ quando se exerce na direcção horizontal (sobre faces verticais), tal como justificado acima. Na equação (5.2), em $x=0$, um valor inicial $p(x=0)=p_0$ pode resultar por exemplo, do efeito do rodado de um veículo pesado. À medida que a coordenada x aumenta (a maior profundidade na vala), o efeito da pressão de superfície é reduzido, enquanto que o efeito do peso aumenta. Para grandes valores de p_0 , o primeiro termo em (5.2) é dominante, de modo que, para objectivos de projecto, a contribuição do efeito devido ao peso pode ser desprezada.

5.2.2 - Protótipo Mecânico

Tem sido um objectivo principal deste tema, o de estudar o comportamento e previsão da integridade e desempenho de funcionamento de tubagens enterradas. A caracterização exacta dos sistemas de força actuando numa tubagem assim instalada é de grande dificuldade, principalmente pelo facto do meio envolvente (o solo) ser um corpo de propriedades mecânicas de difícil avaliação, mesmo usando os mais sofisticados processos laboratoriais e procedimentos experimentais. Deste modo no presente estudo, foi dada grande ênfase às técnicas experimentais e resultados assim obtidos, uma vez que daqui se pode ter bastante mais confiança do que na modelação numérica, sendo esta baseada em muitas simplificações como se descreve mais adiante.

Os procedimentos experimentais nesta área de mecânica dos solos e de estruturas exigem a concepção de equipamentos de desenho exclusivo tendo o autor não conseguido encontrar desenho similar em literatura técnica sobre um tema afim inevitavelmente articulado com este estudo este tema (mecânica de solos).

O procedimento em estudo pretende produzir dados relacionados com o estado de tensão em tubos enterrados. Para tal, um troço de tubo com comprimento limitado, tendo no entanto um valor suficiente para permitir estimar a variação do efeito de uma carga de superfície concentrada numa área especificada foi incrementado com sensores de deformação colocado num modelo de vala e rodeado pela face externa de areia, simulando o seu enterramento.

A preparação do modelo empírico constou das seguintes operações: preparar o tubo com extensómetros eléctricos no seu interior, *esta opção destina-se a evitar o dano pela acção da areia durante o processo de carregamento*; introduzir o tubo instrumentado na simulação da vala e cobri-lo com areia; ligar os terminais dos extensómetros ao equipamento de processamento de sinal tratando os dados do ensaio; a montagem do *macaco hidráulico* no modelo com a respectiva *célula de carga*, para executar e medir as cargas aplicadas ao tubo.

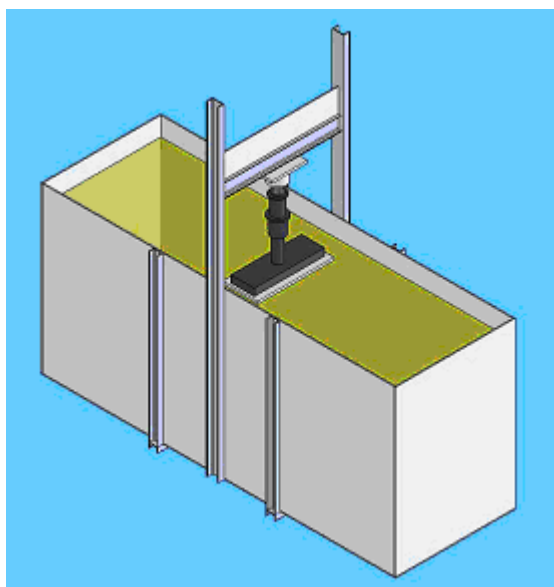
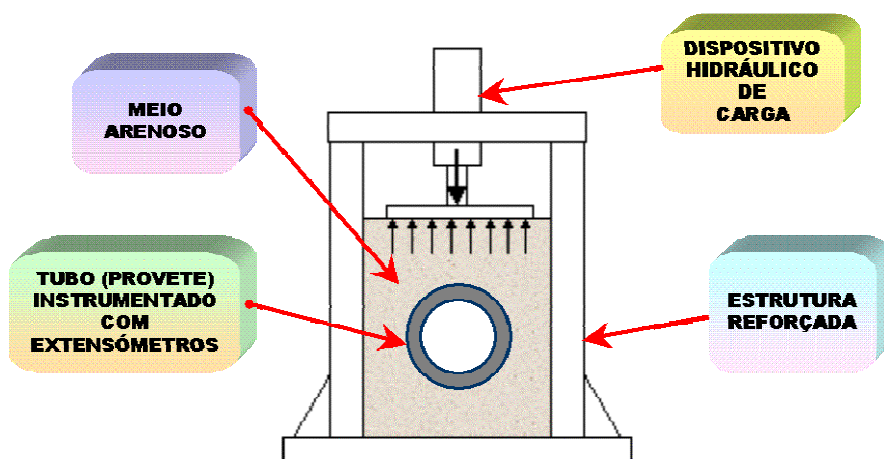


Figura 5.2 – Modelo experimental: aplicação de cargas externas

5.2.3 - Procedimentos operativos com a extensometria eléctrica, [5.2]

A extensometria eléctrica “*Electrical extensometry*” foi utilizada na obtenção do campo de tensões instalado no tubo. Contudo a análise experimental de tensões só muito

raramente envolve uma medição directa dessa grandeza como tal. De facto, o que se faz habitualmente é medir uma outra grandeza, que de algum modo possa ser relacionada com o estado de tensão. Tal grandeza é no âmbito da extensometria eléctrica, medida pela diferença de potencial eléctrico resultante do desequilíbrio da Ponte de Wheatstone á qual os extensómetros estão ligados.

No que concerne á análise estrutural, a extensão linear sofrida por um corpo sólido sujeito á acção de um sistema de forças externas, pode ser relacionada com a diferença de potencial eléctrico, e o recurso ás equações da *Teoria da Elasticidade em Estruturas Tipo Casca* permite obter o correspondente estado de tensão no tubo do *pipeline*.

O princípio de funcionamento do extensómetro (“*electric wire strain gauge*”) baseia-se na variação de *resistividade* ρ de um fio calibrado com um comprimento relativamente grande quando comparado com a película de material isolante onde se encontra colado. Com efeito, os extensómetros actualmente disponíveis atingiram um elevado apuro na precisão e campo de aplicações como resultado de técnicas de deposição de metal em superfícies e conformação plástica com técnicas de micro-conformação.

No método para medir a variação de resistência, usamos um sistema de calibração e medição de resistências baseado no circuito universalmente conhecido por *Ponte de Wheatstone*. Os quatro braços da *Ponte Wheatstone* contém quatro resistências, sendo uma (ou mais, conforme a montagem) constituídas por extensómetros activos e os restantes braços por resistências de baixa tolerância. Uma fonte de tensão activa a ponte e um galvanómetro detecta a diferença de potencial entre dois pontos extremos. (*Mário A. P. Vaz, “Análise Experimental de Tensões”, aulas integradas no MIEM, Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, DEMEGI-FEUP, 2007*)

As deformações lineares no tubo são registadas nos extensómetros sob a forma de variação da sua resistência nominal (habitualmente 120Ω para estruturas de aço carbono corrente). Estas variações são registadas e convertidas em sinal digital no sistema de aquisição de dados. Há uma relação proporcional entre a deformação da estrutura sujeita a carregamento e a variação de resistência eléctrica dos extensómetros montados nessa estrutura, que permitindo assim que a deformação do tubo seja identificada no sistema informático de aquisição e tratamento de dados, através da seguinte relação:

$$R_s = \rho_x \frac{l_{ct}}{A_{sct}} \quad (5.3)$$

R_s , Resistência eléctrica do condutor
 ρ , Resistividade do condutor
 l_{ct} , Comprimento do condutor
 A_{sct} , Área da secção transversal do condutor

. Factor do extensómetro

$$\varepsilon = \frac{1}{K_a} \times \frac{dR_s}{R_s} \quad (5.4)$$

K_a , factor de proporcionalidade que relaciona a extensão com a variação unitária de resistência no extensómetro.

Um dos métodos convencionais de determinar este tipo de esforços é a extensometria eléctrica, que tem por base a colagem de um extensómetro eléctrico à estrutura em análise, que quando solidário com essa estrutura é sujeito aos mesmos esforços.

Dessa forma, a medida da variação da resistência eléctrica do extensómetro, que será proporcional à variação dimensional da estrutura, permitindo determinar a tensão a que esta está sujeita.

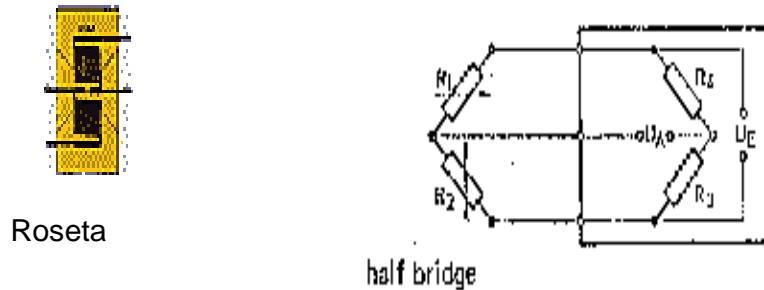
Esta técnica permite medir não só cargas estáticas mas também variações das mesmas, ocorrendo de forma gradual ou por impacto.

. *Técnica experimental*

O ensaio experimental, de monitorização da deformação de um tubo, decorreu considerando a acção de cargas concentradas, com base no ensaio por extensometria eléctrica: tubo de diâmetro *500 mm (20 pol)* e espessura *8,7 mm* (uma das quatro dimensões, utilizadas no *pipeline* estudado), enterrado em maciço terroso (simulação em vala do pipeline). Foram utilizadas *14 rosetas* de extensómetro marca *HBM*, com a designação *WA-06-120WT-120*, coladas com cola *HBM Z70*. Cada roseta é constituída por *2 extensómetros* dispostos ortogonalmente entre si o que permite a determinação da deformação em duas direcções ortogonais.

O sistema de aquisição de dados foi a ponte dinâmica *UPM100*, marca *HBM*, ligada via porta *RS232* a um *PC* com o software *UPM100 Controle*, o qual permite o controlo da

ponte e o armazenamento dos valores de deformação medidos numa base de dados. Foi utilizada uma configuração em $\frac{1}{2}$ ponte *half bridge* com vista à compensação de variações térmicas e consequentemente uma maior estabilidade do sinal medido



Figuras 5.3 - Roseta de extensómetros e configuração em meia ponte.



Figura 5.4 - Equipamento de armazenamento e tratamento de dados.

Ponte *UPM100*, marca *HBM*, e *PC* com o software *UPM100 Controlo*

1º Ensaio – Extensómetros montados no interior do tubo.

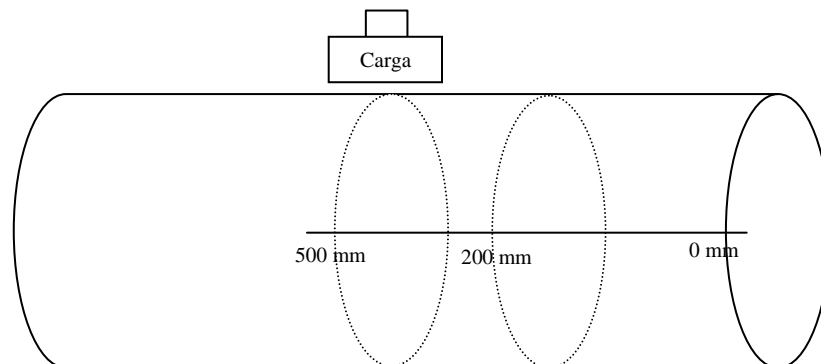


Figura 5.5 – Tubo do *pipeline*: ensaios experimentais por extensometria

A 500 mm foram colocadas 8 rosetas biaxiais (1 a cada 45° - ref. I0H/L, I45H/L, I90H/L, I135H/L, I180H/L, I225H/L, I270H/L e I315H/L; H-hoop e L-longitudinal).

A 200 mm foram colocadas 6 rosetas biaxiais (a 0°, 45°, 90°, 180°, 225° e 270°; ref. E0H/L, E45H/L, E90H/L, E180H/L, E225H/L e E270H/L).

2º Ensaio - Extensómetros montados no exterior do tubo, na zona da soldadura.

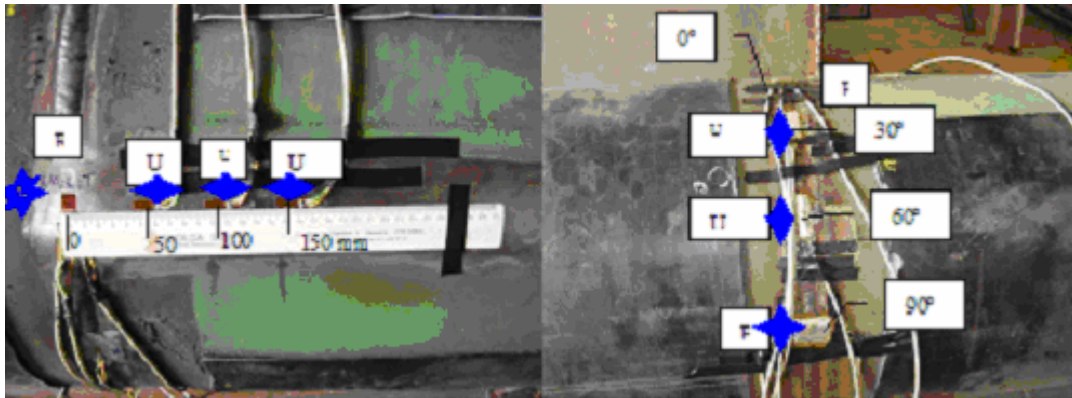


Figura 5.6 - Extensómetros no tubo do *pipeline*, para ensaios

R – ROSETA DE TRÊS EXTENSÓMETROS

U – EXTENSÓMETRO UNIAXIAL

B – EXTENSÓMETRO BI-AXIAL

– Direcção dos extensómetros

3º Ensaio - Extensómetros montados no interior do tubo, na zona da soldadura.

Os extensómetros foram colocados, exactamente na mesma disposição do **2º ensaio**, só que no interior do tubo.

Em roseta, de dois extensómetros ortogonais entre si: um extensómetro sensível às deformações circunferenciais e outro sensível às longitudinal para *receber os impulsos* das cargas externas aplicadas ao tubo.

- Características experimentais e metodologia de teste [5.4] para estimar deformações vs tensões em *pipelines*, em conformidade com ASME B31.8 e BS 5500:

1º Tipo de veículos;

. Norma *AASHTO* (1996)

Veículos modelo *HS25*, com carga de *142 kN* por eixo e largura de pneu de *0,40 m*

. Norma *Eurocode* (2000)

Veículos modelo *3*, com carga de *120 kN* por eixo e largura de pneu de *0,40 m*

2º Características do tubo;

Material	<i>API 5L X70</i> aço carbono
Diâmetro	500 mm (20")
Espessura	8,7 mm,
Comprimento	3 000 mm
Tensão limite cedência	482 MPa
Módulo de elasticidade	$20,7 \times 10^4 \text{ N/mm}^2$
Massa específica do aço	7850 Kg/m^3
Revestimento	Polietileno
Espessura do revestimento	4mm
Temperatura do tubo enterrado	20 °C
Coeficiente de dilatação térmica	$11,7 \times 10^{-6}$

3º Características da vala;

Largura	1 000 mm
Comprimento	3 100 mm
Profundidade	1 500 mm
Massa específica do solo silencioso	1800 Kg/m^3
Granulometria da areia	< 5mm
Ângulo de atrito solo-tubo	32-35°
Coeficiente de <i>Poisson</i>	0,30
Coeficiente de atrito do solo	0,6

4º Características de carga;

Célula de carga	<i>Kraftavfnehmer 24 A / 200 Kn / 2 m V / V</i>
Carregamento	150 kN aplicação da carga em patamares
Equipamento de aquisição de dados	<i>Hottinger Baldwin Meßtechnik HBMMP40</i> Multipoint Measurement unit UPM 100
Placas terminais (2) ligadas às rosetas por cabos	
Prtatil (HP Compaq nc 6120) com programa instalado	

- Resultados constatados

Os resultados verificados encontram-se representados nos gráficos seguintes. Com base nos valores de deformação máxima obtidos e considerando o módulo de elasticidade de *210 Gpa* calculou-se a tensão obtida no local de cada um dos extensómetros de acordo com lei de Hooke:

$$\sigma_x = \frac{E}{1-\nu^2} (\epsilon_x + \nu \epsilon_\varphi) \quad (5.5)$$

$$\sigma_\varphi = \frac{E}{1-\nu^2} (\epsilon_\varphi + \nu \epsilon_x) \quad (5.6)$$

- A acção de carregamento, provocada pelos rodados da viatura na serventia do *pipeline*, em simultâneo com o assentamento do tubo em maciços granulares graníticos, potenciou um entalhe na zona inferior do tubo do *pipeline*. Monitorização no terreno [5.5].

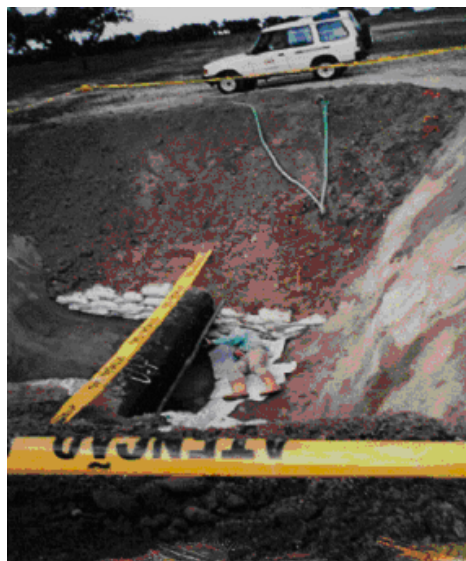


Figura 5.7 - Detecção do evento de falha, por carregamento externo.

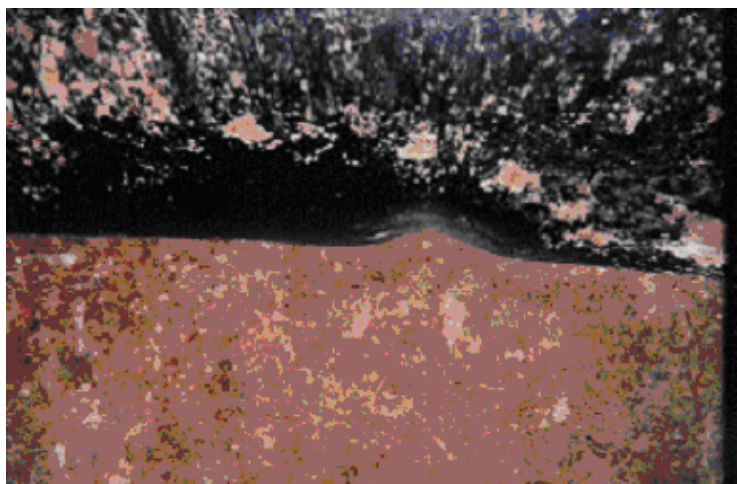


Figura 5.8 - Entalhe *dent*, evento de falha, zona inferior do tubo.

5.2.4 – Carregamento do tubo: simulação do comportamento mecânico em vala [5.3]

O tubo do *pipeline* em estudo foi instrumentado com 14 extensómetros de roseta. As rosetas foram coladas no interior do tubo e de forma, a que um dos extensómetros fosse sensível à deformação circunferencial (*hoop strain*), e o outro à deformação longitudinal (*longitudinal strain*), tal como esquematiza a fig. 5.10. Os procedimentos no *Laboratório de Metrologia do ISQ, Instituto de Soldadura e Qualidade*

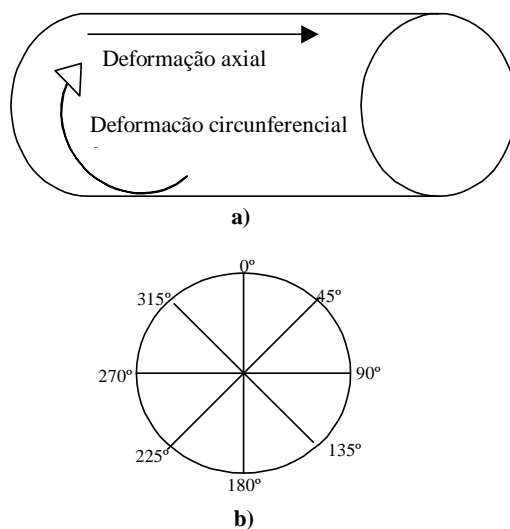


Figura 5.9 – a) Deformação circunferencial e longitudinal

b) Localização dos extensómetros de rosetas

A nomenclatura escolhida para designar os extensómetros foi a seguinte: H para os sensíveis à deformação circunferencial, e L para os sensíveis à deformação longitudinal; apenas o ângulo da sua localização para os extensómetros a meio comprimento do tubo e l conjuntamente com o ângulo da sua localização para os extensómetros próximo da extremidade. Assim, um extensómetro designado por $H45^\circ$ será um extensómetro sensível à deformação circunferencial e situado a 45° ao passo que um extensómetro designado por $L90^\circ$ será um extensómetro sensível à deformação longitudinal a 90° . A colocação dos extensómetros bem como a aplicação das forças de superfície efectuou-se com um cilindro hidráulico, estando o conjunto apresentado na fig. 5.10. A monitorização da força de superfície foi medida por célula de carga.

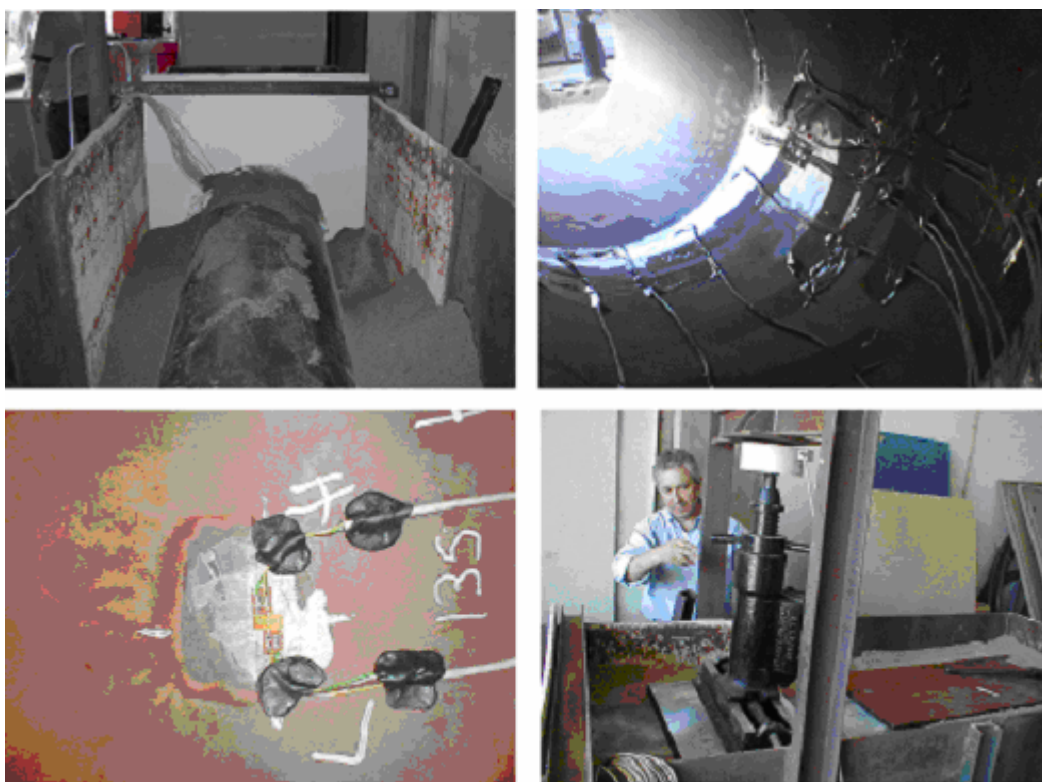


Figura 5.10 - 1º ensaio de carregamento (extensómetros no interior).

A fim de verificar a eficiência da colagem e fiabilidade dos sinais transmitidos pelos extensómetros, foi efectuado um carregamento do tubo registando-se em tempo real os sinais transmitidos das deformações.

A seguir procedeu-se ao alívio da carga e efectuou-se a leitura dos valores residuais nos extensómetros, tendo-se verificado que estes transmitiam de modo repetitivo os valores, tendo-se verificado também que o carregamento do tubo se efectuou praticamente dentro dos limites de deformação elástica, tal como se mostra na fig. 5.10 (a)

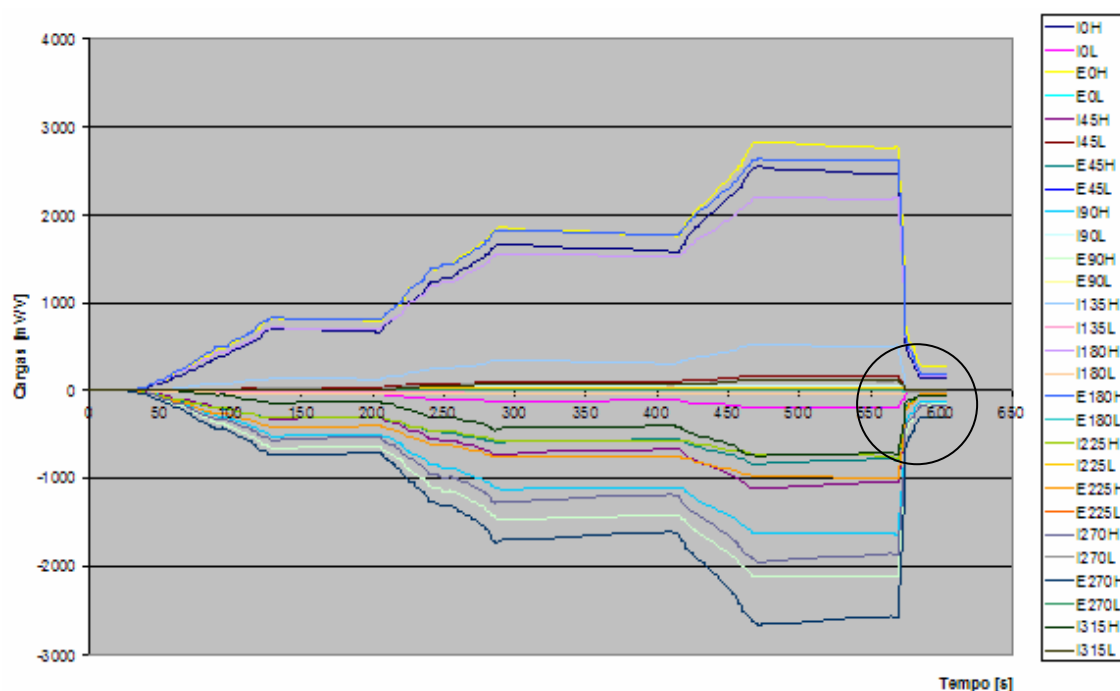


Figura 5.10 (a) - Valores de deformação residual nos extensómetros

Com o sistema anteriormente descrito pretende-se neste ensaio aplicar uma carga crescente sobre uma área definida e localizada aproximadamente a meio do eixo do tubo instrumentado e enterrado na *vala-modelo* simulada com o equipamento desenhado para o efeito.

As forças a aplicar equivalem à acção de um veículo transpondo a zona de servidão da tubagem. As forças equivalentes à carga da roda do veículo são aplicadas através de um actuador hidráulico dotado de uma célula de carga permitindo avaliar a força em qualquer instante do carregamento progressivo. Este cresce gradualmente desde zero até 150 kN, registando-se resultados de 50 em 50 kN.

O comportamento da geometria do tubo sob acção das cargas aplicadas do modo descrito registou-se sob forma de tabelas de acordo com a posição dos extensómetros nas secções estudadas.

As correspondentes tensões segundo as direcções de geometria principal do tubo estão também registadas em gráficos.

- Resultados primeiro Teste *carga de superfície 50kN*, extensómetros no interior do tubo *equidistantes dos extremos*.

Tabela 5.1 – Tensão circunferencial nos extensómetros colocados na secção média do tubo, a 500mm dos extremos.

ângulo α°	ϵ_{xx} ($\mu\epsilon$)	$\epsilon_{\theta\theta}$ ($\mu\epsilon$)
0	-46	688
45	39	-313
90	28	-499
135	-9	141
180	-26	712

Tabela 5.1 (a) - Tensões circunferenciais e axiais resultantes das deformações anteriores, carga 50kN

nota: só há registo desde 0° até 180°; outros valores gerados por simetria

Ângulo ($^\circ$)	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)
-180	162,5
-135	31,9
-90	-113,2
-45	-69,53
0	155
45	-69,53
90	-113,2
135	31,9
180	162,5

5.2.5 – Análise do estado de tensão usando uma formulação numérica aproximada

Os procedimentos experimentais, mesmo efectuados com o devido cuidado para se obter os resultados mais fiáveis possíveis podem no entanto, fornecer uma informação menos exacta ao projectista se a modelação das condições e forças em que a estrutura a analisar

se encontra não forem realistas. Tal como já mencionado anteriormente, a transmissão de forças à superfície de um tubo enterrado através de um meio granular e altamente heterogéneo como é o caso de areia compactada faz prever a dificuldade de obter uma concordância aceitável com simulações numéricas do modelo em estudo, muito embora no presente estudo a modelação do sistema de forças do tubo como correspondente a um sistema enterrado pareça a mais adequada. A fim de ser possível comparar estes resultados com um procedimento alternativo, consistindo numa solução baseada na estacionaridade da energia de deformação de um tubo deformado por acção de uma pressão radial semelhante à que se espera por forças de solo, *tubo enterrado*. Consideremos um tubo sujeito a uma distribuição radial de força aproximadamente semelhante à que se verifica para um tubo enterrado, como a seguir especificado na Figura 5.10 (b),

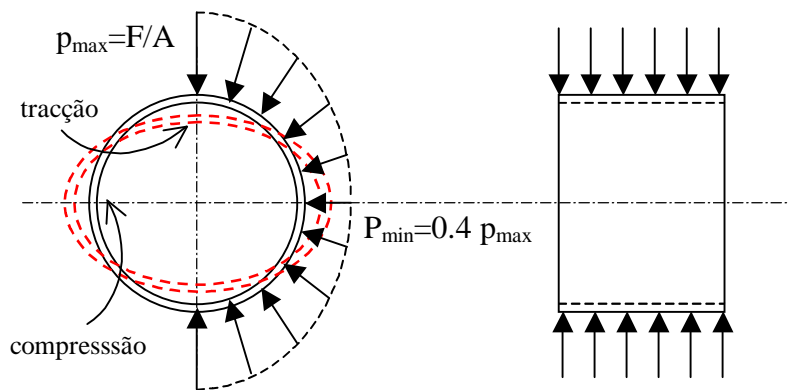


Figura 5.10 (b) - Distribuição da pressão radial do solo num tubo enterrado

O tipo de areia que foi usada tinha uma granulometria bastante uniforme e estava bem seca. Para este tipo de material granular medições laboratoriais tem estimado um atrito interno $\mu \cong 0.6$. Deste modo, faremos a seguinte aproximação para efeitos de transferência da carga de superfície (equivalente à acção da roda de um veículo) até à superfície exterior do tubo:

$$p(\theta) = p_{med} + p_{var} \cos 2\theta \quad (5.7)$$

esta é a pressão total sobre a superfície do tubo, onde:

$$\begin{aligned} p_{med} &= (1 - 0.5\mu) p_{max} \\ p_{var} &= 0.5\mu p_{max} \end{aligned} \quad (5.8)$$

sendo $p_{max} = P / A_F$, onde a A_F é a área onde se aplica a força F de superfície simulando a roda de um veículo pesado.

O tubo em estudo pode-se considerar uma casca cilíndrica do tipo *fino* pois a sua espessura é inferior a 50 vezes o diâmetro do tubo. Deste modo efeitos localizados de força radial *considerada não uniformemente distribuída segundo a coordenada da geratriz*, propaga a ovalização resultante desta solicitação bastante além da zona perturbada. A Figura 5.10 (c), esclarece esta asserção constatada, *Millard et al.* [5.4].

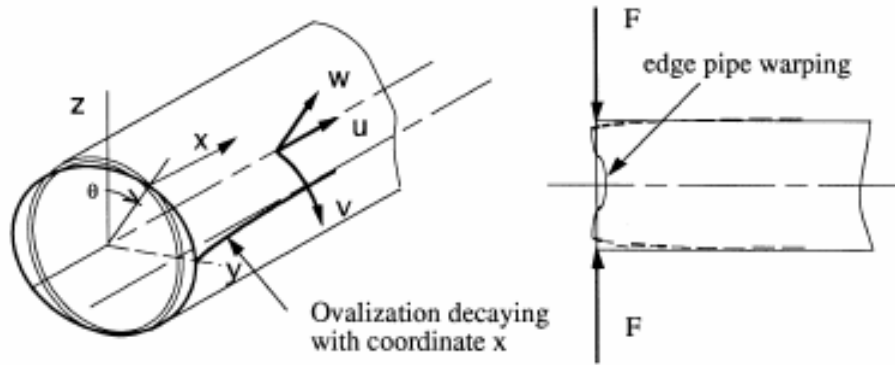


Figura 5.10 (c) - Ovalização ao longo da geratriz com distorção de bordo,

Como aproximação vamos restringir os efeitos da ovalização do tubo a uma faixa localizada aproximadamente na secção equidistante dos extremos, *caso dos extensómetros 1º ensaio*.

Deste modo, para um tubo equivalente com geratriz unitária, vamos procurar uma solução numérica traduzindo o efeito do carregamento representado na Figura 5.10 (b). Como hipótese simplificando a solução, vamos assumir que a ovalização se pode aproximar por um modo trigonométrico assim definido:

$$w(\theta) = a_0 \cos 2\theta \quad v(\theta) = -\frac{1}{2} a_0 \sin 2\theta \quad (5.9)$$

onde $v(\theta)$ representa o deslocamento circunferencial enquanto que $w(\theta)$ é o deslocamento

na direcção radial, tal como mostra a Figura 5.10 (c). As deformações relevantes para caracterizar a distorção do elemento de tubo devido à ovalização (por efeito da pressão do solo $p(\theta)$) são:

$$\varepsilon_{\theta} = \frac{1}{r} \left(\frac{\partial v}{\partial \theta} + w \right) = \frac{1}{r} (-a_0 \cos 2\theta + a_0 \cos 2\theta) = 0 \quad (5.10)$$

$$k_{\theta} = \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} - \frac{\partial v}{\partial \theta} \right) = \frac{1}{r^2} \left(\frac{\partial^2 w}{\partial \theta^2} + w \right) = \frac{1}{r^2} (-3a_0 \cos 2\theta)$$

A primeira equação traduz a inextensibilidade circunferencial do tubo *significa que apesar do esforço radial, as deformações circunferenciais são desprezáveis face a outras, como por exemplo a flexão*; a segunda equação refere-se a k_{θ} a expressão da curvatura circunferencial por ovalização, sendo esta expressão bem mais importante do que ε_{θ} , a deformação circunferencial média (ou de membrana).

Considerando então relevante apenas a deformação por flexão, a energia elástica armazenada no tubo por efeito da ovalização será:

$$U = \frac{D}{2} \int_0^{2\pi} k_{\theta}^2 r d\theta = \frac{27D\pi}{8r^3} a_0^2 \quad (5.11)$$

onde $D = \frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)}$ representa a rigidez da casca a esforços de flexão, com E = *módulo de Young*, h = *espessura* e ν = *coeficiente de Poisson do material*.

Por sua vez, a energia de deformação tem que ser igual ao trabalho realizado pelas forças de pressão externa, *o efeito mecânico do solo sobre a superfície do tubo*:

$$U_{\text{externo}} = \frac{1}{2} \int_0^{2\pi} a_0 p(\theta) r d\theta = \frac{1}{2} p_{\text{var}} \times a_0 \int_0^{2\pi} (\cos 2\theta)^2 r d\theta = \frac{1}{2} p_{\text{var}} a_0 \times r \times \pi \quad (5.12)$$

Igualando a energia interna ao trabalho realizado pela pressão do solo, vamos obter:

$$\frac{27D}{4r^3} a_0^2 = p_{\text{var}} \times r; \quad (5.13)$$

Desta expressão obtemos o deslocamento radial máximo a_0 :

$$a_0 = \frac{4p_{var} \times r^4}{27D} \quad (5.14)$$

No presente exemplo, a área de carga sobre a areia na superfície da vala modelo corresponde a um rectângulo de 450×300×30 mm, materializada por uma espessa placa sob o actuador hidráulico. Para uma força de 50 kN (aproximadamente 5 Tons), vamos ter uma pressão, $p_{max} = 0.26MPa$, que dá a componente variável $p_{var}=0.079MPa$, a qual determina uma ovalização de amplitude $a_0 = 3.6 \text{ mm}$, pela expressão acima. Com boa aproximação, assumindo o tubo inextensível na direcção circunferencial, obtemos a tensão σ_θ de flexão; isto é, na superfície externa ou interna do tubo:

$$\sigma_\theta = \left(\frac{3a_0}{r^2} \times \frac{h}{2} \times E \right) \cos 2\theta - \frac{P_{med} \times r}{h} \cong 157.8 \times \cos 2\theta - 5.23 \text{ [MPa]} \quad (5.15)$$

$$\sigma_{xx} \cong \nu \sigma_{\theta\theta} = 0.3 \sigma_{\theta\theta} \quad (5.16)$$

O gráfico na Figura 5.10 (c) mostra a comparação, entre os resultados experimentais e a aproximação numérica anteriormente descrita.

Os resultados apresentam uma concordância bastante boa, atendendo à dificuldade de obter da parte de um meio heterogéneo como a areia, uma transmissão de esforços desde a superfície plana até á superfície cilíndrica do tubo do modo simples que foi assumido no modelo numérico.

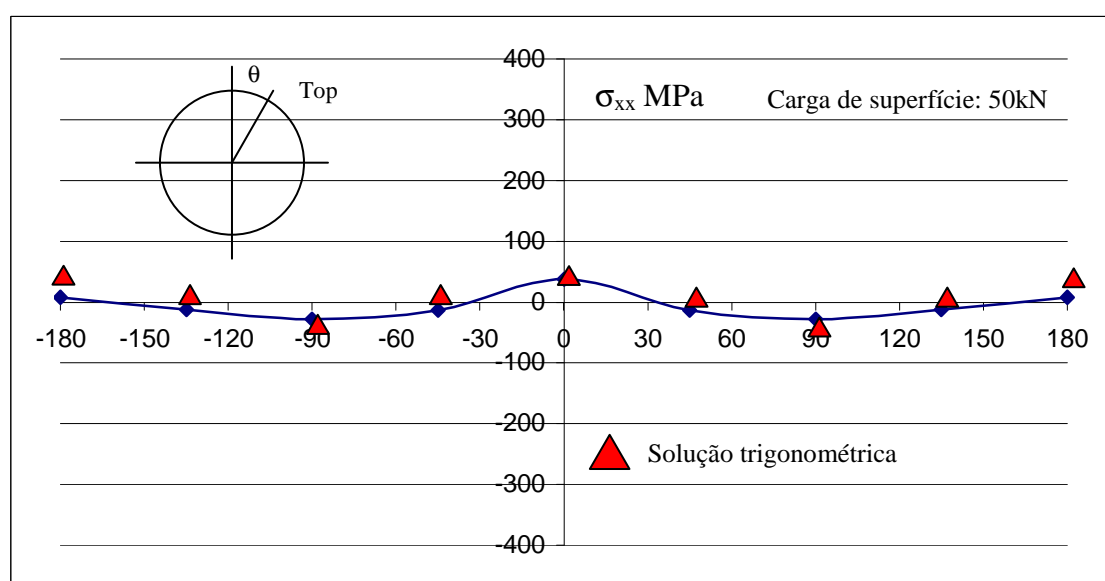
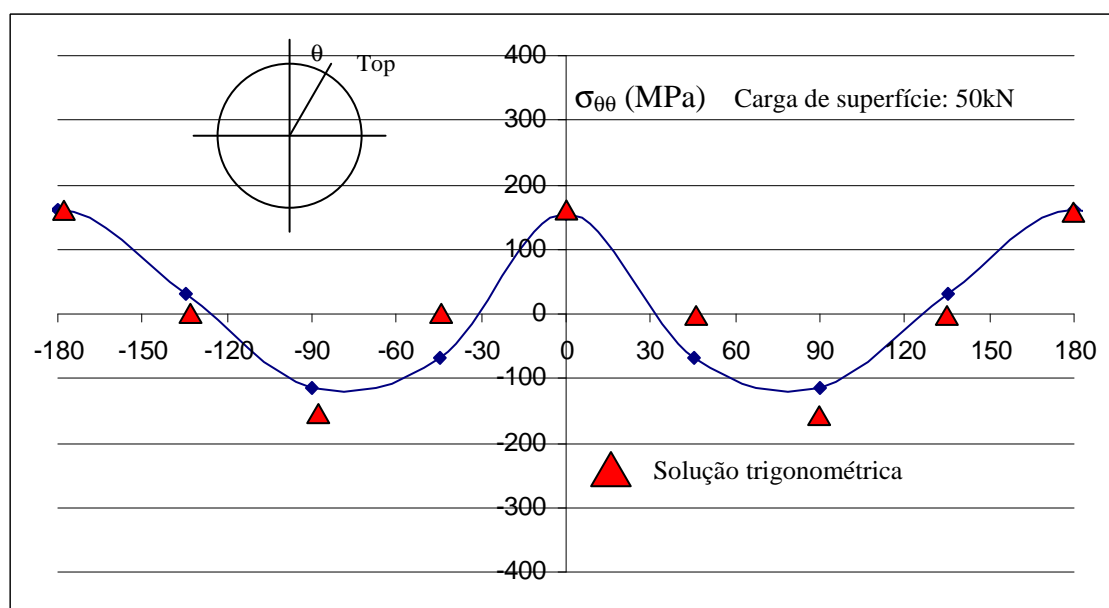


Figura 5.10 (d) - Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ e σ_{xx} na secção equidistante, a 500mm do extremo, carga de superfície 50kN.

Verifica-se do registo gráfico anterior que, a tensão σ_{xx} é bastante menor do que $\sigma_{\theta\theta}$, o que mostra que a sollicitação de ovalização é bem mais importante do que a sollicitação axial no tubo. Prosseguindo com o carregamento do tubo usando a areia, como meio de

transmissão de força radial externa, sobre a superfície livre a carga passou a 100kN e 150kN , apresentando-se o registo de deformações e consequentes tensões nas Figuras 5.11 *d* a 5.11 *g*.

Tabela 5.1 (b) - Tensão $\sigma_{\theta\theta}$ carga de superfície de 100 kN

Ângulo ($^{\circ}$)	$\sigma_{\theta\theta}$ (MPa)
-180	7,9
-135	73,3
-90	-253
-45	-150
0	366,4
45	-150
90	-253
135	73,3
180	7,9

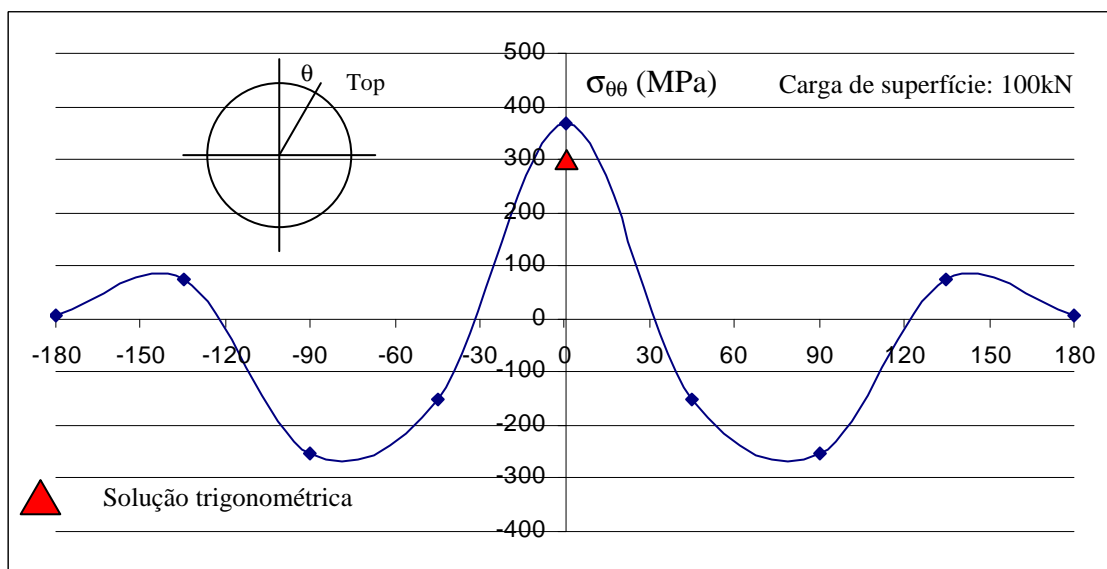


Figura 5.10 (e) - Tensão $\sigma_{\theta\theta}$, *hoop stress*, na secção sob a força de superfície, a 500mm do extremo, carga de superfície de 100 kN .

Tabela 5.1 (c) - Tensão σ_{xx} carga de superfície de 100kN

Ângulo ($^{\circ}$)	σ_{xx} (MPa)
-180	-1,73
-135	17,58
-90	-66,46
-45	-24
0	86
45	-24
90	-66,46
135	17,58
180	-1,73

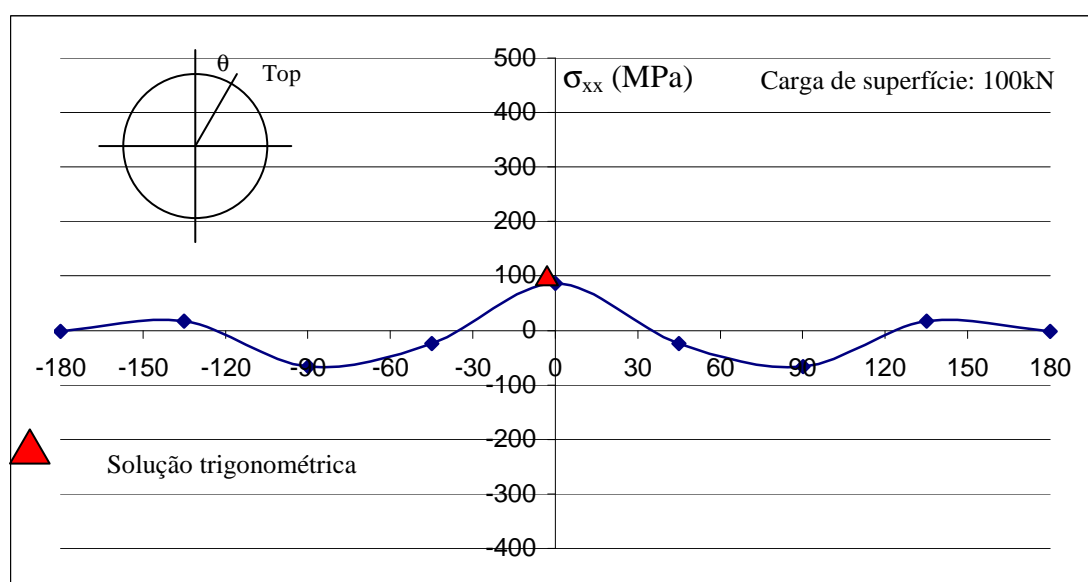


Figura 5.10 (f) - Tensão σ_{xx} *longit stress*, na secção sob a força de superfície, a 500mm do extremo, carga de superfície de 100 kN

Verificamos que a tensão para o ângulo $\theta=0^{\circ}$, praticamente dobrou embora o valor actual lido 366.4 MPa, seja superior ao dobro de 155 MPa, obtidos no primeiro ensaio com carga de superfície de 50kN. Muito provavelmente isto pode dever-se em primeiro lugar ao facto de a constrição axial do tubo definir agora uma deformação axial de grandeza não desprezável, a ponto de aumentar o valor de $\sigma_{\theta\theta}$ na lei de Hooke.

Por outro lado, um comportamento não linear resultando de uma acomodação da massa de areia como meio transmissor de força de pressão na superfície do tubo pode também ser esperado. A partir deste resultado, a comparação de dados com um modelo numérico aproximado só poderá encontrar alguma concordância apenas em pontos localizados, dado que não é facilmente previsível uma lei de variação da pressão de contacto da areia com a superfície externa do tubo; quando muito, parece haver lugar a uma localização aceitável para o máximo de pressão, o qual se localiza no ponto mais próximo da superfície $\theta=0^\circ$, o que parece fisicamente plausível.

O prosseguimento da carga de superfície determina agora um valor pico para a tensão circunferencial $\sigma_{\theta\theta}=513\text{MPa}$ como se vê no gráfico seguinte; ora este valor é muito aproximado ao resultado para o valor da máxima tensão $\sigma_{\theta\theta}=166\text{MPa}$, para carga de superfície de 50kN , mas agora multiplicado pelo *Factor 3*, o que deveria dar $166 \times 3 = 498$; bem próximo de 512MPa registados no gráfico seguinte. A variação sinusoidal definida por $\cos 2\theta$ para a pressão variável na superfície do tubo perdeu-se provavelmente devido à migração de massas mais compactas de areia dentro da vala-modelo, alterando a transmissão de pressões sobre a superfície externa do tubo.

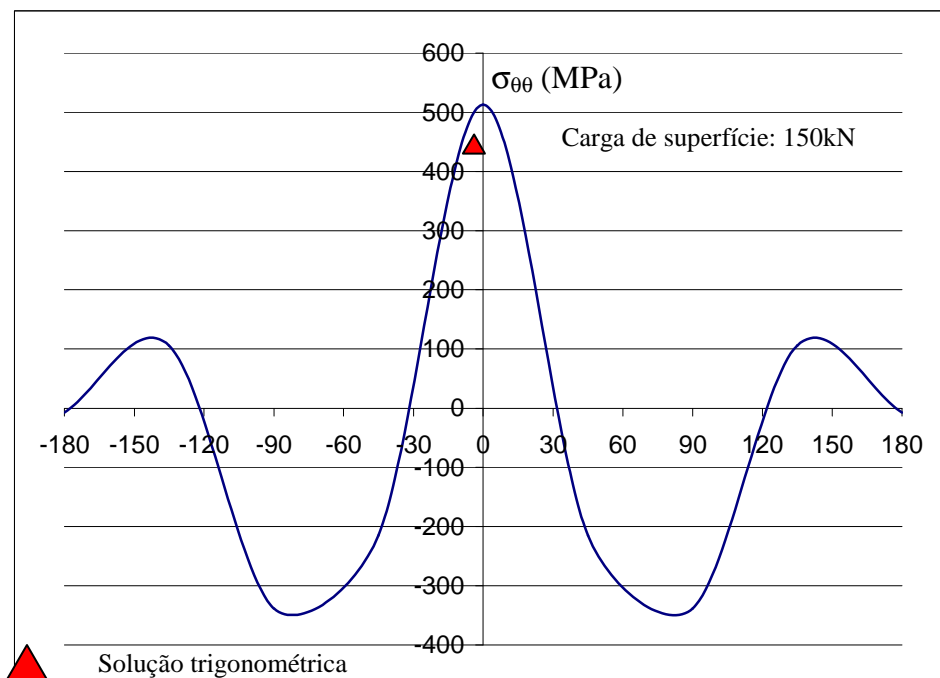


Figura 5.10 (g) - Tensão $\sigma_{\theta\theta}$, *hoop stress*, na secção sob a força de superfície, a 500mm do extremo, carga de superfície de 150kN

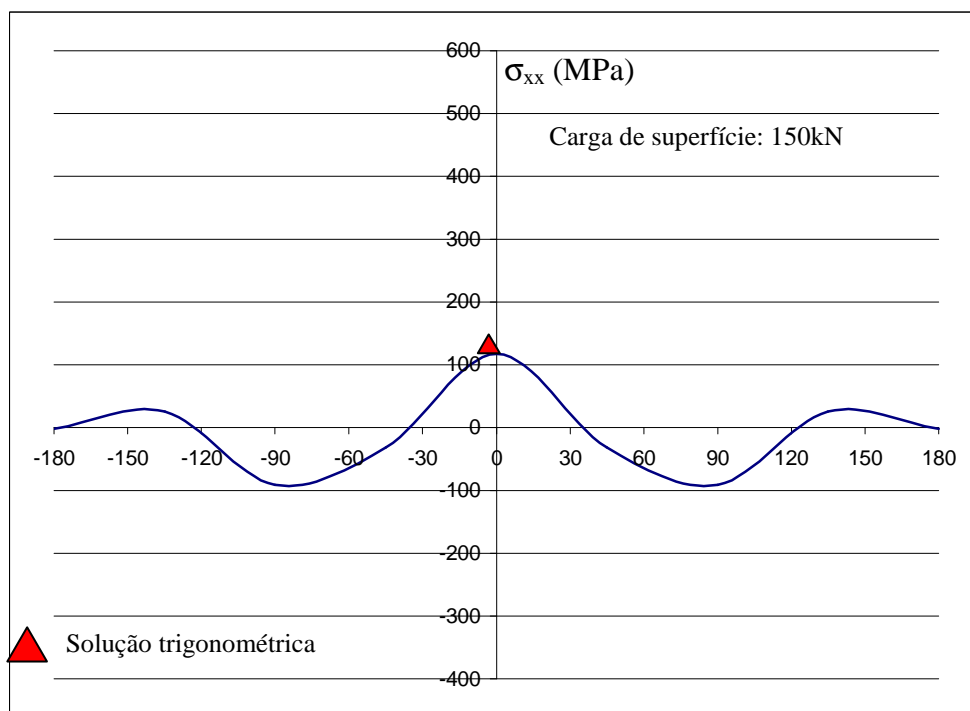


Figura 5.10 (h) - Tensão σ_{xx} , *longit stress*, na secção sob a força de superfície, a 500mm do extremo, carga de superfície de 150 kN

Como conclusão imediata destes testes experimentais, podemos asseverar:

- . A maior intensidade do estado de tensão num tubo enterrado sujeito a uma carga de superfície actuando numa área restrita (para as tensões $\sigma_{\theta\theta}$ e σ_{xx}) localiza-se no ponto mais próximo da perturbação, ou seja, mais próximo da superfície,
- . A aproximação numérica usada, *ovalização com modo 2θ* , isto é da forma $\cos 2\theta$, continua a proporcionar resultados de boa aproximação no ponto mais próximo da superfície, ou seja, para $\theta=0^\circ$ enquanto a máxima tensão do material ainda se registrar menor do que o limite elástico. A figura seguinte sugere uma razão para a deformada apresentada pelo tubo quando a carga de superfície atingiu no presente ensaio valores entre 100 e 150 kN. Trata-se de um modelo onde se reconhece uma interpretação empírica, no entanto fisicamente aceitável para um meio granular como areia; este tem boa mobilidade e pouca resistência interna, mas apresenta maior rigidez quando comprimido, passando a aproximar-se do comportamento de um sólido elástico até que cada grão entre em colapso, levando a nível macroscópico à cedência da massa compacta

por se exceder a resistência de areia compactada á compressão, *aproximadamente 30MPa no caso de areia seca uniforme.*

. Sob a sapata de compressão é natural assumir a formação de uma cunha quase compacta em que os ângulos dos lados laterais são dados por: $\alpha = \arctan(\mu)$ onde $\mu=0.6$ *coeficiente de atrito interno*, para areia compactada. Outra cunha pode desenvolver-se na parte inferior da câmara de ensaio, também com os lados inclinados segundo o ângulo anteriormente definido e saindo da posição do diâmetro horizontal. Desta forma, a deformação do tubo por ovalização fica constricta na metade inferior do tubo, justificando o nível mais baixo das tensões nessa zona, *praticamente zero no ponto mais baixo do tubo, como foi constatado nos resultados experimentais para forças entre 100 e 150 kN.*

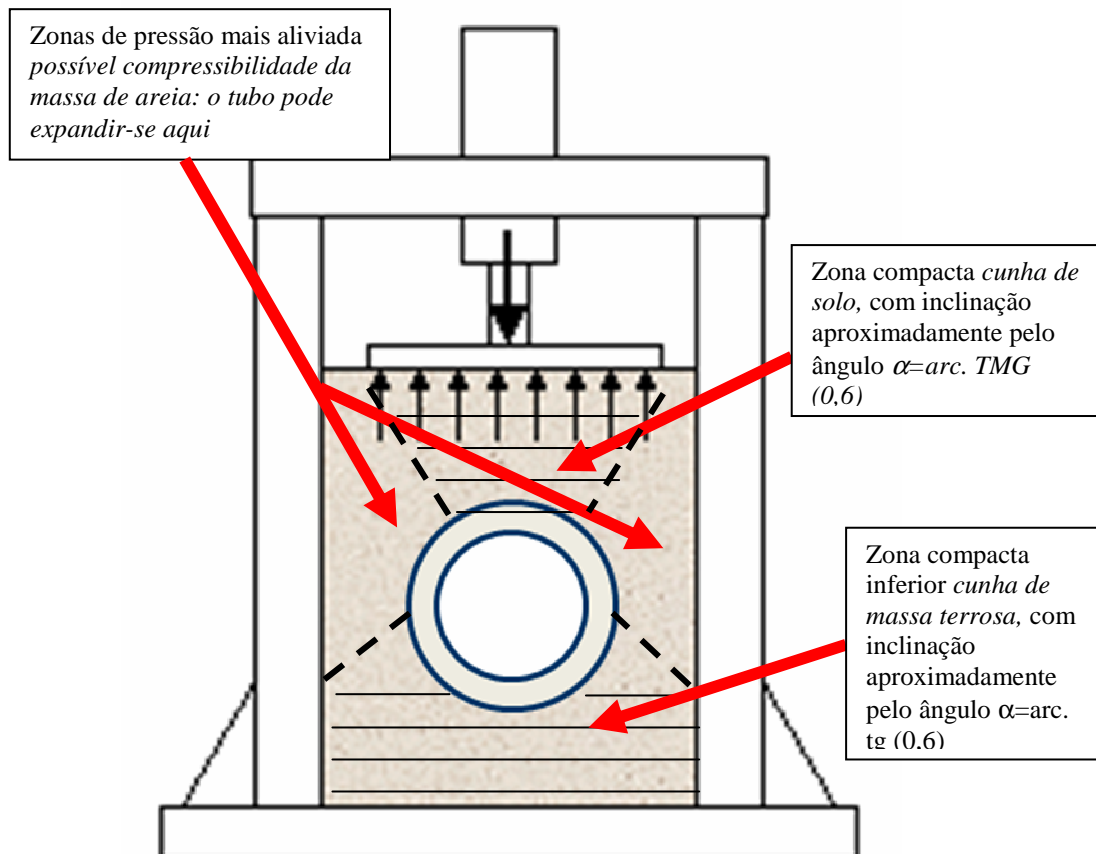


Figura 5.10 (i) - Modelo de cunhas compactas formadas na areia comprimida na câmara (simulação de vala) de teste.

5.3 Simulação numérica – elementos finitos, [5.5]

5.3.1 – Introdução. Aplicação do método e *software*

Nesta fase efectuou-se a simulação do comportamento do tubo enterrado sob efeito de cargas de superfície tal como descrito anteriormente com dados referentes a um procedimento experimental. Nesta etapa da investigação, foi possível obter dados realistas de um comportamento esperado destes tubos quando enterrados e sujeitos às forças mencionadas. Nesta fase vamos procurar definir o modelo de modo a obter a maior aproximação possível ao comportamento fisicamente esperado para o modelo estrutural.

A simulação numérica de estruturas e do sistema de forças que as solicitam tem acrescidas vantagens para o investigador, sendo as principais referentes à economia do processo, da comodidade de visualização de resultados e da rapidez com que os podemos obter. O que é necessário para o investigador desejando obter dados credíveis e fiáveis, passa pela utilização (ou desenvolvimento) de elementos finitos (ou outros métodos de aproximação numérica em análise estrutural) modelando de modo mais exacto possível o comportamento fisicamente previsto para uma estrutura sob solicitação esperado no processo que seja estudado.

Testam-se as acções de carregamentos a que estão sujeitos os *pipelines*, para análise da sua integridade estrutural, segundo procedimentos de engenharia, expostos em normas americanas e europeias. O carácter estático (raramente dinâmico) dos veículos, passando sobre a *serventia* que contém os *pipelines*, é mostrado nesse capítulo modelando um elemento do *pipeline* por elementos finitos tipo casca isoparamétrico quadrangular de 8 nós do código *NASTRAN* (version 2005) usando como pré e pós- processador o módulo *FEMAP* versão 8.0 (2005).

5.3.2 – Introdução ao problema da estabilidade de um tubo sujeito a pressão externa

Neste ponto vamos determinar de modo conservador a intensidade da pressão externa necessária para provocar o início da ovalização do tubo. O modelo usado está baseado em considerações estruturais simples, apenas necessárias a um dimensionamento do lado da segurança. Para isto, seguimos formulações simples disponíveis em manuais de cálculo estrutural com objectivo de projecto expedito.

No presente caso, o manual do autor V. Feodossiev (1971) (V. Feodossiev “*Résistance dês Matériaux*” (Ed MIR, em francês, 1971)), apresenta o valor crítico para a pressão

externa de um elemento de tubo de geratriz unitária dada pela expressão simples. Para obter esta expressão, consideremos um elemento de anel ovalizando em modo 2θ .

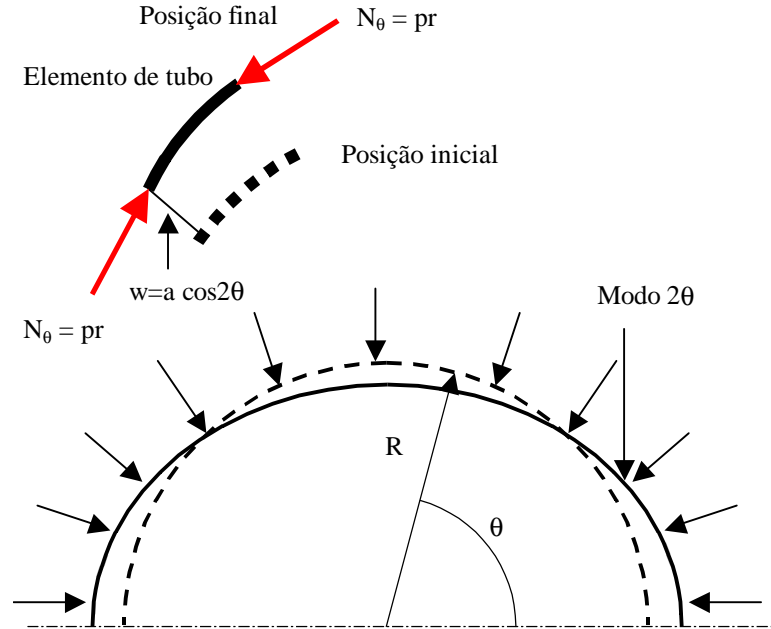


Figura 5.11 - Ovalização de um elemento de anel por instabilidade devida a pressão radial

Havendo uma distribuição uniforme de pressão externa, a força de membrana desenvolvida no anel é $N_\theta = pr$ (por unidade de geratriz). Quando este valor atinge intensidade suficiente para que o anel ovalize por perda de estabilidade o momento flector ao longo do anel é dado por:

$$M_\theta = N_\theta \times w = pr \times w = pr \times a_2 \cos(2\theta) \quad (5.17)$$

(tomando como referencia a posição inicial do anel; deste modo o momento da força interna N_θ obtém-se efectuando o produto desta força pela distância à posição inicial do anel, como se mostra na figura anterior).

Por sua vez, tal como anteriormente deduzido no ponto 5.2.5, a curvatura do anel em ovalização 2θ é:

$$k_{\theta} = \frac{1}{r^2} \times (-3a_0 \cos 2\theta) \quad (5.18)$$

pela lei de Hooke, o momento interno M_{θ} é dado por:

$$M_{\theta} = Dk_{\theta} = \frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)} \times \frac{1}{r^2} \times (-3a_0 \cos 2\theta) \text{ tal como visto anteriormente} \quad (5.19)$$

Por sua vez, este momento é $M_{\theta} = N_{\theta} \times (a_0 \cos 2\theta) = pr \times (a_0 \cos 2\theta)$. Igualando à relação constitutiva, vamos ter:

$$\begin{aligned} -pr \times (a_0 \cos 2\theta) &= \frac{Eh^3}{12(1-\nu^2)} \times \frac{1}{r^2} \times (-3a_0 \cos 2\theta) \\ a_0 \cos 2\theta \times \left(pr - \frac{3Eh^3}{12(1-\nu^2)} \times \frac{1}{r^2} \right) &= 0 \end{aligned} \quad (5.20)$$

Esta equação tem uma solução trivial, a qual é $a_0=0$ (deslocamento de ovalização nulo), que não tem qualquer interesse. Para que haja soluções não nulas, a equação deve ser indeterminada, o que se consegue impondo:

$$\begin{aligned} pr - \frac{3Eh^3}{12(1-\nu^2)} \times \frac{1}{r^2} &= 0; \\ p &= \frac{3Eh^3}{12(1-\nu^2)} \times \frac{1}{r^3} \end{aligned} \quad (5.21)$$

O valor da pressão que assegura a indeterminação é o valor crítico que está associado ao modo de ovalização 2θ :

$$p_{crit} = \frac{3 \times E h^3}{12 \times (1 - \nu^2)} \times \frac{1}{r^3} \text{ ou em notação compacta}$$

$$p_{crit} = \frac{3 \times D}{r^3} \quad (5.22)$$

onde r é o raio (médio) do tubo, e D é a rigidez à flexão da casca dada por:

$$D = \frac{E h^3}{12 \times (1 - \nu^2)} \quad (5.23)$$

sendo E , h e ν , respectivamente o módulo de Young, a espessura do tubo e o coeficiente de Poisson do material.

Supondo as dimensões e propriedades mecânicas seguintes:

Diâmetro (nominal) do tubo: Ø500 mm

Espessura $h=8,7$ mm

Comprimento $L=1000$ mm

Material: aço API 5L, X70 (API Standards);

. Módulo de Young: 210 GPa

. Coeficiente de Poisson $\nu=0.3$

O valor da pressão crítica determinando o início da instabilidade (modo de ovalização 2θ) é então dado por: $p_{crit} = 0.81$ MPa. Os números que registamos nos testes experimentais descritos no ponto 5.2 deste trabalho tinham como base 0.26 MPa para 50 KN, tendo o ensaio terminado em 150 KN de cargas de superfície. Este último valor da carga corresponde a uma pressão sobre a face do tubo de 0.78 MPa, valor bem perto da pressão crítica 0.81 MPa. O colapso do tubo possivelmente não aconteceu porque a interacção com o meio circundante (a massa terrosa) assegurou uma constrição adicional impedindo a propagação do primeiro modo (2θ) de encurvadura.

5.3.3 – Elemento de casca cilíndrica: deformações e forças internas

Nesta fase do trabalho analisa-se então o comportamento de um tubo igual ao submetido a teste experimental acima descrito, tendo as seguintes dimensões e propriedades mecânicas:

Diâmetro (nominal) do tubo: $\varnothing 500\text{ mm}$

Espessura $h=8,7\text{ mm}$

Comprimento $L=1000\text{ mm}$

Material: aço API 5L, X70 (API Standards);

. Módulo de Young: 210 GPa

. coeficiente de Poisson $\nu=0.3$

Como referido anteriormente, a acção do solo comprimido pela aplicação de uma carga de superfície propaga-se através da massa terrosa de modo condicionado pelo atrito interno e propriedades constitutivas do solo.

Esta acção foi aproximadamente simulada de modo anteriormente descrito no ponto 5.2 deste trabalho. Esta configuração deveu-se à dificuldade de modelar também a massa de solo envolvendo o tubo, o que obrigava à necessidade de criar também uma malha de elementos adequados à massa de solo, ferramenta não disponível no módulo de elementos finitos que usamos.

Assim, baseamo-nos no modelo aproximado para o comportamento mecânico do solo, o qual mostrou um comportamento adequado à análise efectuada, como se verificou anteriormente (pelo estado de tensão experimentalmente registado no tubo enterrado).

O tubo é modelado como um elemento de casca fina, apesar da razão ideal para tal não ter sido respeitada (deveria ser cerca de 50 vezes, o que determinaria uma espessura de 5mm para um raio de 250mm).

Tal opção deveu-se a economia de graus de liberdade que o elemento disponível na biblioteca do programa NASTRAN[®] dispunha. O elemento de casca fina dispõe de 8 nós (4 na face inferior e quatro na face superior), transferindo deformações em qualquer ponto na espessura a partir da camada média

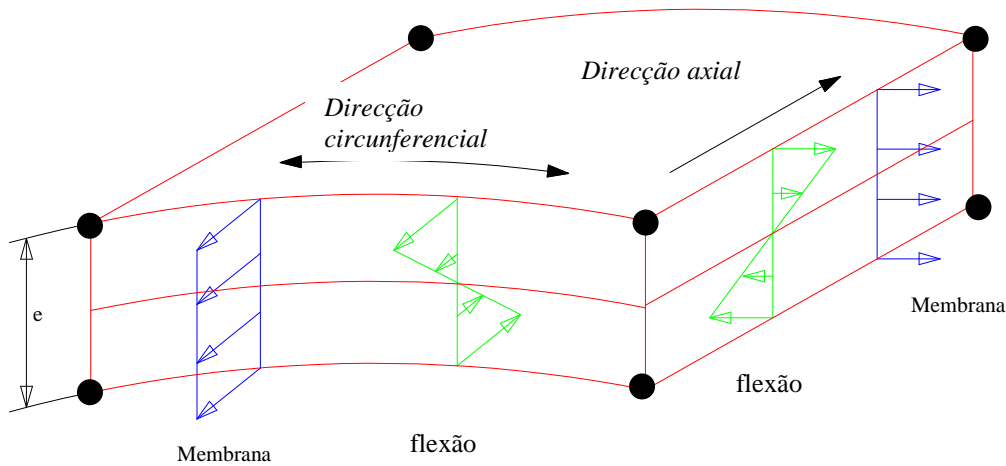


Figura 5.12 - Deformação num elemento de casca cilíndrica

Numa abordagem *linear-elástica* do problema, as deformações envolvem apenas termos de primeira ordem. A deformação global do elemento de casca cilíndrica resulta da sobreposição de dois tipos de deformação: a *deformação de membrana*, em que apenas a camada média sofre *deformações extensionais* e a deformação por *flexão e torção* do elemento (sem que este experimente *deformações extensionais ou de membrana*).

As deformações *de membrana* são:

$$\epsilon_x^0 = \frac{\partial u}{\partial x}; \quad \epsilon_\theta^0 = \frac{\partial v}{r \partial \theta} + \frac{w}{r}; \quad \gamma_{x\theta} = \frac{\partial u}{r \partial \theta^2} + \frac{\partial v}{r \partial x} \quad (5.24)$$

Por sua vez, as componentes referentes à deformação da superfície cilíndrica por *flexão e torção*, são:

$$\epsilon_x^b = z \frac{\partial^2 w}{\partial x^2}; \quad \epsilon_\theta^b = z \left(\frac{\partial^2 w}{r^2 \partial \theta^2} + \frac{\partial v}{r^2 \partial \theta} \right); \quad (5.25)$$

$$\gamma_{x\theta}^t = z \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{\partial w}{r \partial \theta} + \frac{v}{r} \right) + z \frac{\partial}{r \partial \theta} \left(\frac{\partial w}{\partial x} \right)$$

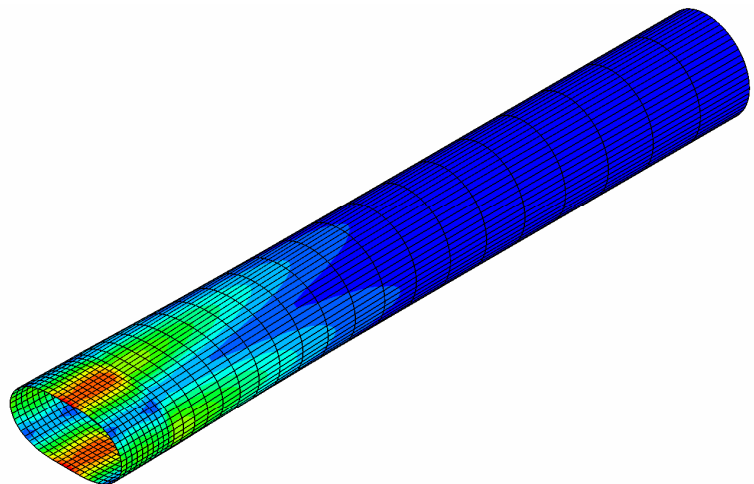
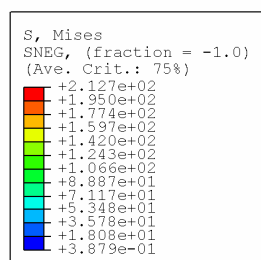
5.3.4 - Procedimentos para a simulação do modelo *tubo-solo* sob carga de superfície

Como anteriormente referido, o elemento finito a usar na modelação do problema em discussão é de casca fina dispondo de graus de liberdade de deslocamento sobre um plano tangente à superfície (*in-plane*) e normal à superfície (*out-of-plane*).

Admitindo que o elemento é *incompressível* na direcção segundo a espessura, vamos ter o seguinte número total de graus de liberdade (*NDOF*):

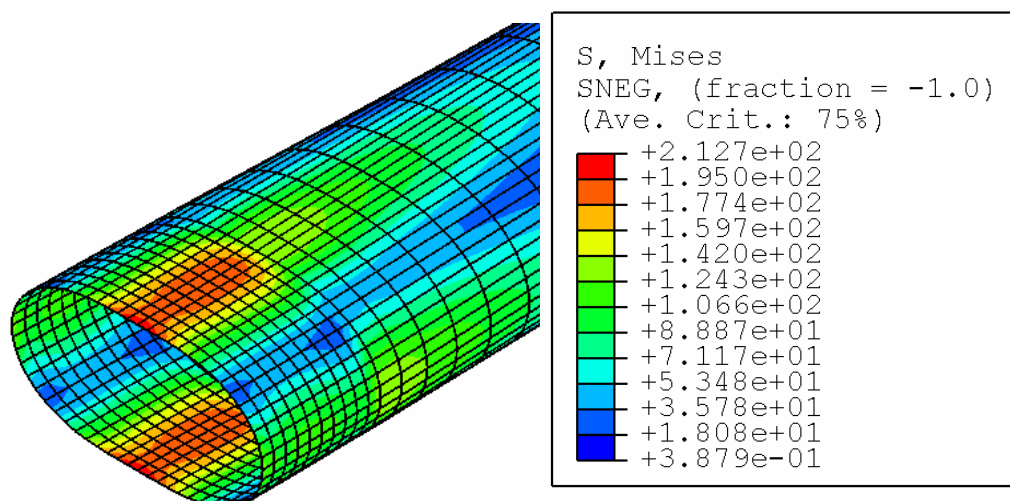
$$NDOF=4 \times 2 \text{ (para } w) + 2 \times 4 \times 2 \text{ (para } u \text{ e } v) = 24 \quad (5.26)$$

nota-se que: há nós na face externa e na face interna.



ODB: tubo_500t8.7.odb ABAQUS/STANDARD Version 6.5-1 Thu Oct 18 13:04:36 Hora padrão de GMT 2007
Step: Step-4, Fmax550
Increment 1: Step Time = 1.000
Primary Var: S, Mises
Deformed Var: U Deformation Scale Factor: +3.000e+01

(a)



(Solução com integração reduzida 2x2 pontos)

(b)

(Tensão de Von-Mise na face interna: Multiplicar por factor 2) (Carga de superfície: 150 KN)

Figura 5.13 - Malha de elementos finitos tipo casca

Uzada para avaliar:

- (a) Deformação distribuição da tensão num tubo longo sujeito a distribuição de pressão externa localizada
- (b) A tensão equivalente de Von-Mises (pormenor) na face interna do tubo

A malha de elementos finitos foi consideravelmente refinada na zona de carregamento. Nesta zona, a distribuição de pressão restringiu-se a uma área equivalente à da placa de superfície simulando a acção da roda de um veículo. A força foi aplicada por incrementos, uma vez que o problema se efectuava com algoritmo não linear geométrico, em que o tensor das deformações referentes ao elemento de casca contém nesta versão do problema, termos não lineares geométricos. Por sua vez, o elemento de casca está definido em regime de grandes deslocamentos, mas as deformações são apenas moderadas. A malha refere-se a meio-tubo, ou seja, corresponda a um modelo em

condições de simetria de geometria e carregamento. As condições de fronteira do problema são assim estabelecidas na Figura 5.13 (a) e (b):

- Secção na zona de carga: deslocamentos segundo x (eixo do tubo, “1” segundo o código usado): deslocamentos constritos a zero.

Rotações na direcção circunferencial: constritas a zero

Deslocamentos segundo as direcções y e z (respectivamente “2” e “3” do código usado): livres (o tubo pode ovalizar)

- Secção remota (afastada da zona de carga): todos os deslocamentos e rotações bloqueados (garantindo estabilidade cinemática à malha, por forma a evitar sistemas de equações com matriz singular)

A pressão externa actuando no tubo na zona de carga foi obtida com base na formulação aproximada deduzida neste trabalho. Desejavelmente, uma metodologia dispondo de elementos finitos modelando o comportamento e a interacção solo-tubo deveria ser usada, mas o autor não pôde dispor desta análise. Deste modo, prosseguiu-se com um modelo aproximado descrito. O regime de incrementos da carga de pressão, bem como a intensidade de carga e controlo da convergência da solução são automaticamente definidos no programa aplicado.

Os resultados referentes à tensão equivalente de *Von-Mises* estão assinalados com cor tanto na Figura 5.13 (face interna do tubo) e (esta nas faces interna e externa). A tensão equivalente de *Von Mises* é determinada de acordo com o critério de Von Mises, o qual estabelece como tensão equivalente a que determina a mesma energia de deformação correspondente à mesma função escalar considerando apenas o tensor de distorção no sólido (*deviatoric stresses*):

$$\sigma_{vmises} = \sqrt{\frac{(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_1 - \sigma_3)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2}{2}} \quad (5.27)$$

onde σ_1 , σ_2 e σ_3 são as tensões principais na zona onde se pretende determinar a tensão equivalente

De acordo com as análises anteriormente efectuadas (numérica e experimental), os resultados $\sigma_1=510\text{MPa}$, $\sigma_2=120\text{MPa}$, $\sigma_3 \cong 1 \text{ MPa}$ e $\sigma_{vmises} \cong 460 \text{ MPa}$ (eq. (5.7)), Este resultado compara muito bem com o obtido com o código NASTRAN (about 465.3 Mpa) tal como se pode avaliar na Figura 5.14 (nesta, as tensões são obtidas na face externa do tubo).

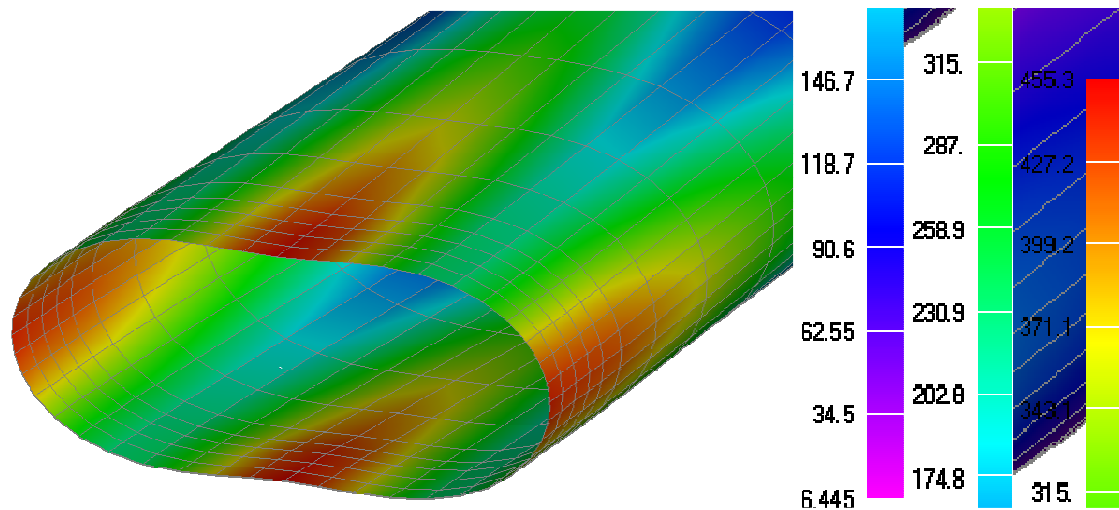


Figura 5.14 - Tensão equivalente de Von-Mises nas faces externa e interna do tubo na zona de carga

Da análise anteriormente efectuado pode-se concluir que, em caso de carga de superfície de intensidade suficiente, pode haver lugar a ovalização local por perda de estabilidade estrutural. Tendo sido suprimida a carga perturbadora, uma distorção da secção transversal permanente pode registar-se quando a tensão limite elástica tiver sido ultrapassada.

O presente ensaio mostrou a forte possibilidade de tal acontecer. Havendo presença de um corpo duro, como uma inclusão rochosa, a deformação local proveniente desta acção não conforme determina uma plastificação local do tipo amolgadela (*dent*).

O máximo valor da deformação equivalente na área do *dent* analisado no tubo do *pipeline* (na superfície interna e externa), pode então ser comparada com a deformação limite. *ASME B 31.8 (2003)*.

Esta norma estabelece um valor permitido em *dents* planos de 6% (da espessura). Este

valor base, é apresentado no trabalho de Noronha (2004), [5.5]. Essencialmente o valor de 6% é defendido, por ser um valor intermédio entre 3% de deformação limite, no fabrico de curvas de tubos de construção do *pipeline* no terreno, *ASME B 31.4 (2003)* e *ASME B 31.8 (2004)* e o nível de deformação do material do tubo de 12%, ao qual a probabilidade de eventuais fracturas em deformações desta natureza, indiciem um crescimento, Rosenfeld (2002), [5.5].

5.5 Comentários e síntese

Foi apresentada uma estratégia de análise estrutural de elementos tubulares enterrados em que se procurou modelar do modo mais realista o tipo de solicitações que estes elementos estruturais suportariam em serviço, quer de modo permanente quer esporádico. O primeiro caso (as cargas permanentes) referem-se essencialmente a solicitação de pressão interna. O dimensionamento de tubos enterrados destinados ao transporte de fluido pressurizado obedece a normas de projecto em que coeficientes de segurança permitem que o nível de tensões de localize em valores bem abaixo dos limites; maior problema pode advir de cargas esporádicas, estas devidas por exemplo a esforços localizados por contacto (irregularidade do terreno, provocando plastificação local do tubo) ou cargas de superfície resultando de presença de veículos sobre a área de servidão. Neste último caso foi proposto e desenvolvido um método de simulação laboratorial e respectiva verificação por modelo numérico (elementos finitos) em que se obteve a caracterização do estado de tensão na área restrita do tubo sob influência da carga de superfície.

O teste experimental foi baseado no comprovado e fiável método de extensometria eléctrica, tendo os resultados obtidos mostrado uma concordância bastante boa com a modelação por elementos finitos. Neste caso, houve que demarcar um campo de aplicação do modelo numérico assumido para o problema, o qual partiu da suposição de uma distribuição de pressão radial na zona de influência da carga de superfície.

- Para a simulação numérica do problema da caracterização do estado de tensão de um tubo enterrado foi proposto um modelo de equilíbrio de forças na massa de solo regida pelo desenvolvimento de forças de atrito interno. O resultado deste estudo deu origem a uma solução que estabelece uma variação da pressão interna no solo de forma exponencial a partir da superfície (zona de perturbação).

- Baseado no resultado anterior, foi estabelecida uma lei de distribuição radial sobre a superfície do tubo enterrado de forma aproximadamente trigonométrica de ordem 2θ (onde θ é o ângulo polar entre o raio genérico e o eixo vertical do tubo, como explicado no texto anterior).

- O exame dos resultados mostrou que até uma solicitação de cerca de 50KN a concordância do modelo numérico com os valores experimentais foi bastante boa, degradando-se para valores superiores a 50KN.

-
- A razão mais consistente para este facto parece associar-se á variação do comportamento mecânico no meio arenoso usado para o preenchimento do sistema *vala-tubo*. De facto, investigação permanente na área de Geotecnia tem referido a dificuldade de associar uma lei constitutiva ao comportamento da massa de solo quando sujeita a esforços de compressão. Este comportamento depende de vários factores, como a presença de humidade, a qual pode afectar o fenómeno de consolidação sob pressão do solo. A heterogeneidade da massa de solo muito contribui também para a dificuldade de numericamente se caracterizar o seu comportamento mecânico, criando consolidação da massa de menos previsível no interior do volume disponível da vala.
 - Por sua vez, estudos efectuados no âmbito da ASCE (2001) mostravam que com uma formulação baseada em pressupostos simples, como por exemplo, um comportamento do solo semelhante a uma massa de líquido, capaz de transmitir integralmente a carga de superfície até à cota do tubo enterrado, permite obter resultados de boa aproximação e do lado da segurança para o projecto.
 - Como progresso desta área de investigação, o autor propõe-se modificar o modelo de vala que foi utilizado, aumentando artificialmente a sua profundidade por deposição de uma camada deformável no fundo da vala. Esta camada pode ser constituída por material polimérico como *borracha* ou equivalente (*neoprene*, por exemplo). O papel esperado deste revestimento consiste em modelar uma fundação elástica de modo a que a profundidade equivalente da vala seja artificialmente aumentada, ajustando-se os valores da pressão esperada pela equação exponencial deduzida neste trabalho.

Capítulo VI

6. Modelo de Análise e Gestão de Risco de Avarias em *pipelines* [6.1]

6.1 Introdução - Porque fazer uma análise de Riscos?

A definição técnica de Risco é a expressão da conjugação da probabilidade de um evento acontecer com uma falha accidental (*hazard*) particular, tendo em vista as suas consequências, para a saúde ou conforto dos seres humanos, para o ambiente ou consequências de natureza económica ou financeira:

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade} \times \text{Consequência}$$

A primeira definição conhecida de Risco citada aparece na obra “Logic, or the Art of Thinking” publicada pelo *Port Royal Monastery*, em Inglaterra no ano de 1662. Assim, risco é definido como sendo: “O medo do dano (*harm*) deverá ser proporcional não só à gravidade do dano mas também à probabilidade de ele acontecer”.

A noção de Risco e a sua percepção pelo público tem evoluído com o tempo. No entanto, a avaliação matemática do risco é relativamente recente. Só em meados do séc. XX é que se desenvolveram as ferramentas matemáticas necessárias para um tratamento científico mais rigoroso deste problema.

Quando os Riscos são identificados e avaliados pode-se então considerar se são aceitáveis ou não. É obvio que esta tomada de decisão deve ser feita dentro de objectivos-alvo realistas.

Na avaliação de Riscos existem, genericamente, três tipos de Risco a considerar:

- Riscos ocupacionais – Riscos que provêm da nossa actividade diária, profissionais ou não
- Riscos da comunidade – Riscos para as populações que vivem próximo de uma fonte potencial de Risco (fábrica, aeroporto,...) e para o ambiente
- Riscos económicos – as penalidades económicas e financeiras devido à perda de bens de capital, produção e compensação.

O Risco e a tomada de decisões relativas ao risco são elementos que cada um de nós tem de enfrentar na sua vida normal. Na verdade, pode-se dizer que a gestão de Risco é uma condição necessária para a vida. A maioria, senão praticamente todas as actividades

humanas acarretam Riscos, que são implicitamente ou explicitamente compreendidos e aceites por nós. Andar de transporte público, tomar um medicamento, por exemplo, são actos da nossa vida comum, que naturalmente acarretam Riscos e depende das nossas decisões aceitá-los ou não.

Para além destes Riscos normais da nossa vida diária, também somos chamados a considerar outros tipos de riscos sobre questões de natureza social, como sejam a de aceitar na nossa vizinhança determinada unidade industrial potencialmente poluidora ou um aeroporto. Enquanto os Riscos descritos no parágrafo anterior são aceites por cada indivíduo, já estes últimos, pela sua menor frequência e maior dimensão do impacto potencial, merecem a nossa particular atenção e concentração, existindo normalmente discussão pública sobre eles.

Aparecem neste último caso as instalações de geração de energia, sobretudo as de grande porte, como sejam as barragens e as centrais termoeléctricas, já para não falar nas centrais nucleares.

A cada vez maior complexidade dos sistemas e produtos de base tecnológica torna-os mais difíceis de compreender e controlar. São, por isso, mais vulneráveis a falhas internas e disfunções, assim como aos ataques externos. Acidentes recentes de grandes dimensões, como uma explosão numa fábrica de fertilizantes em Toulouse/França (2001 – 30 mortos) ou o incêndio num funicular dentro de um túnel em Kaprun/Áustria (2000 – 155 mortos), apesar de não serem felizmente muito comuns, demonstram que quando existem falhas nestes sistemas complexos as consequências podem ser muito graves.

Mas, se por um lado a maior dimensão e complexidade tecnológica dos equipamentos pressupõe que os Riscos potenciais de situações perigosas serão mais elevados, a verdade é que o domínio das tecnologias envolvidas permite que os Riscos reais sejam mínimos, já que o número de ocorrências é muito baixo.

No entanto, nem sempre a percepção do público acompanha esta análise objectiva dos Riscos envolvidos pelas actividades humanas. Pode-se perguntar quantas pessoas têm medo de andar de automóvel e quantas têm medo de viajar de avião? Estatisticamente é mais seguro utilizar este último meio de transporte, mas é sabido que existe um maior número de indivíduos que evita ou sente uma maior ansiedade cada vez que tem de utilizar o avião para se deslocar.

A verdade é que a maioria das pessoas têm dificuldade em perceber as expressões matemáticas que permitem calcular as probabilidades de Risco, sendo a sua decisão baseada naquilo que para elas é mais perceptível.

Por outro lado, a tolerância ao Risco é extremamente variável. Quanto mais “evoluída” é uma sociedade, menos tolerante é com os riscos na comunidade. Isto é, menos disposta está para aceitar que Riscos potenciais em que a sua decisão, no momento em as falhas se dão, não pode ser considerada. Por exemplo, se houver um acidente de grandes dimensões numa unidade industrial na minha vizinhança serei obrigado a sofrer as consequências. Mas se for um acidente de automóvel em que esteja envolvido, presume-se que ele é evitável pela minha perícia de condutor (e que eu conduzo melhor que os outros!). No primeiro caso existe a percepção que estamos perante uma situação fora do nosso controlo, enquanto no segundo parece-nos que poderemos, com a nossa intervenção, alterar o curso dos acontecimentos.

Também esta atitude é potenciada pelos meios de comunicação, que dão naturalmente muito maior ênfase a, por exemplo, um acidente de avião, que a um acidente de automóvel, já que estes últimos, para além de serem mais banais, têm consequências localizadas e restritas no número de envolvidos.

Assim, sendo a sociedade menos tolerante com os riscos potenciais de grandes instalações e sendo verdade que os Riscos potenciais de natureza científica e tecnológica são cada vez mais elevados, torna-se fundamental avaliar da forma mais precisa possível os Riscos potenciais envolvidos na compra, implantação, operação e desactivação de equipamentos industriais, sobretudo daqueles de maior porte e impacto público. Os sistemas de transporte de GN, os *pipelines*, encontram-se entre estes últimos.

A gestão dos riscos passa, então, por uma avaliação quantitativa (Risco real) e qualitativa (Risco perceptível) desses mesmos Riscos. A sua importância é essencial já que da avaliação dos riscos reais dependem parâmetros económicos cada vez mais relevantes, como sejam os prémios dos seguros das instalações em causa.

A avaliação quantitativa dos Riscos envolve, normalmente, quatro fases:

- A identificação das falhas potenciais de segurança
- A avaliação estimada das consequências de cada falha
- A avaliação estimada da probabilidade de ocorrência de cada falha
- A comparação dos resultados obtidos com os critérios de aceitação

A primeira fase é essencial, já que os riscos que não são identificados naturalmente não podem ser avaliados, nem as suas consequências mitigadas.

Uma das maiores dificuldades reside na definição de critérios de aceitação de Riscos, sobretudo quando envolvem vidas humanas. Geralmente, recorre-se a dados estatísticos de mortalidade, para diferentes causas de morte. Por exemplo na Europa Ocidental é vulgar considerar um Risco aceitável para uma unidade industrial se a probabilidade de haver uma morte for de 1×10^{-6} /ano para cada indivíduo envolvido. Para algumas destas situações estes valores estão normalizados.

A avaliação quantitativa dos riscos está intimamente ligada à fiabilidade dos equipamentos ou sistemas. A análise fiabilística permite conhecer a probabilidade de ocorrência de uma determinada falha, logo permite conhecer um dos parâmetros essenciais na avaliação quantitativa desses riscos.

A partir da avaliação quantitativa dos Riscos torna-se possível fazer um *ranking* desses Riscos para mostrar aqueles que afectam mais a segurança. Aqueles que ultrapassam os valores admitidos pelos critérios estabelecidos necessitam de ser alterados, reduzindo as consequências das falhas ou aumentando a fiabilidade do sistema ou equipamento ou dos seus sistemas de protecção. A escolha deverá ter em conta os aspectos económicos e financeiros envolvidos, assim como os aspectos tecnológicos.

Não se devem descurar os factores qualitativos, já que estes podem ser determinantes para ser possível instalar/operar uma instalação, obtendo a respectiva licença das autoridades públicas. A análise dos Riscos qualitativos tem muito a ver com factores tais como a confiança, o controlo, se o Risco é voluntário ou involuntário, a compreensão dos fenómenos, o tipo de Risco (catastrófico ou a longo prazo) e os possíveis benefícios a obter com a aceitação dos riscos.

Note-se que esta análise qualitativa só pode ser influenciada se anteriormente tiver sido feita alguma análise quantitativa que possa demonstrar que a confiança deve existir, o controlo é efectivo, etc.

Assim, a percepção do Risco envolvido num determinado processo de decisão é um dos factores considerados, enquanto que os benefícios a obter formam a segunda componente desse processo. Estudos recentes mostram que a segunda componente normalmente é mais importante quando a decisão é tomada por grupos de grande dimensão, por exemplo a nível nacional, enquanto que os Riscos perceptíveis assumem maior relevo a nível local.

Dá a utilização da expressão anglo-saxónica: “Not in my backyard!”.

Para as populações que vivem próximo de uma instalação industrial, por exemplo de uma refinaria de petróleo, o risco será percebido como sendo impossível de evitar e involuntário, sem conhecer os benefícios directos da sua existência. Terá que ser demonstrado que esse Risco está dentro de valores aceitáveis e que existem benefícios directos ou indirectos para as populações em causa (emprego, benefícios estruturais devidos aos impostos pagos,).

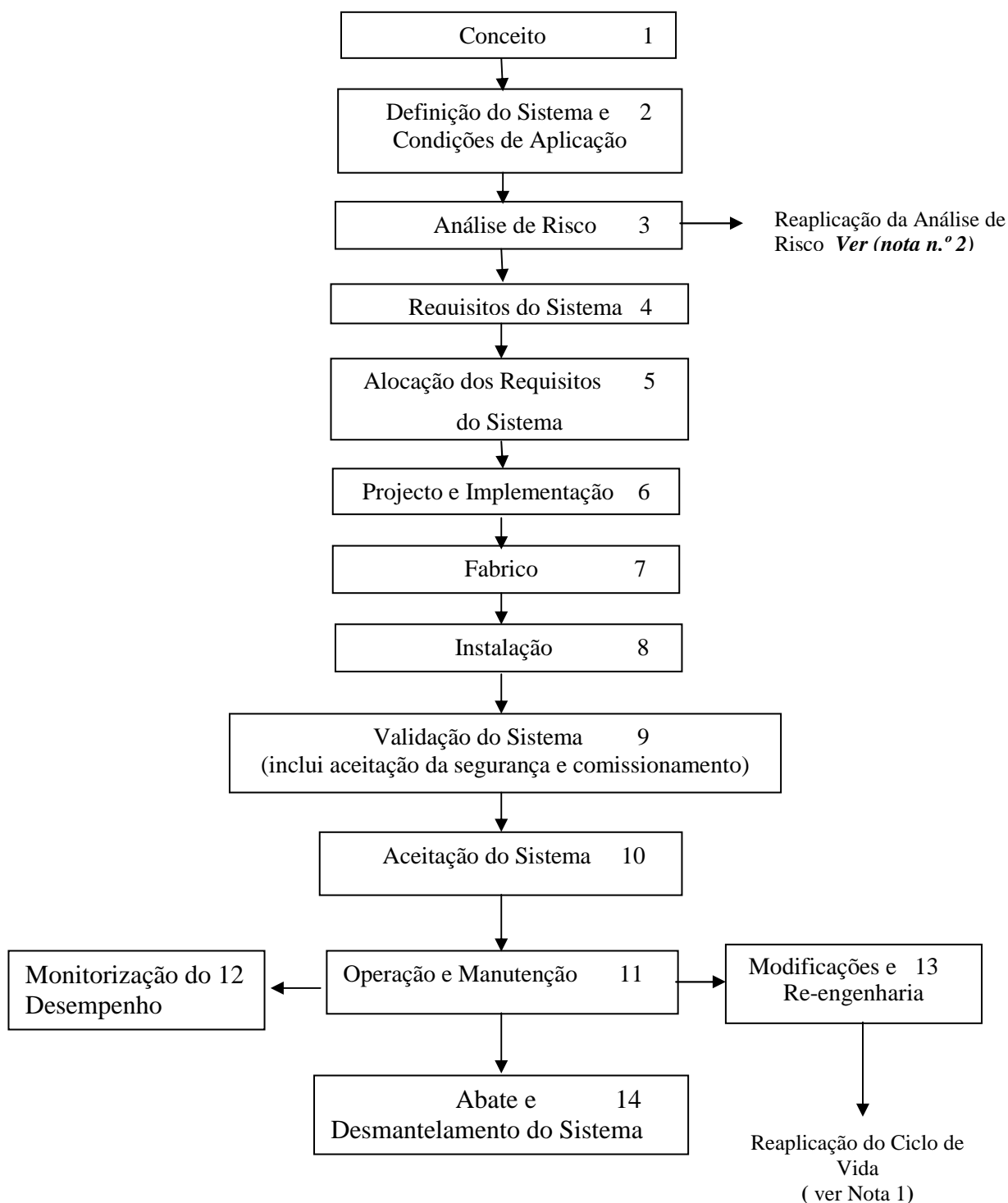
A análise de riscos deve ser feita ao longo de todo o ciclo de vida de um equipamento ou sistema, começando naturalmente na fase de projecto e aquisição dos equipamentos. É nesta fase que os Riscos potenciais vão ser estabelecidos, sendo nesta altura possível alterar a magnitude desses riscos.

Tal torna-se muito mais difícil durante a fase de implementação e sobretudo durante a fase de operação, onde se espera que os níveis de Risco sejam mantidos através de uma operação e uma manutenção correctas.

Também devem ser tidos em atenção os Riscos de desactivação de equipamentos industriais, já que hoje não são admitidas determinadas práticas que envolvem riscos ambientais importantes.

A evolução das técnicas de gestão de novos projectos tem hoje em consideração todo o ciclo de vida dos sistemas e equipamentos, integrando desde a fase inicial todos os parâmetros funcionais que de algum modo podem influenciar esse Ciclo de Vida. Assim, foi desenvolvido o conceito integrado de “*RAMS – Reliability, Availability, Maintainability and Safety*”, que de forma previsional e ao longo da vida dos sistemas ou equipamentos procura controlar os parâmetros de fiabilidade, disponibilidade, manutenibilidade e segurança operacional, parâmetros fundamentais no controlo dos riscos inerentes ao funcionamento de um sistema ou instalação.

Na Figura 6.1, apresenta-se um diagrama de sequência representativo das diferentes fases de um sistema *RAMS*.



NOTA 1: A fase em que uma modificação entra no ciclo de vida está dependente do sistema modificado e da modificação específica em estudo.

NOTA 2: A análise de risco pode ter de ser repetida em vários estágios do ciclo de vida.

Figura 6.1 – Ciclo de Vida de um Sistema/conceito RAMS

Vamos assim discutir nos parágrafos seguintes estas questões, dando natural ênfase às técnicas que tentam quantificar de forma mais ou menos precisa o risco potencial dos sistemas de *pipelines*.

6.2 – Análise e Gestão de Risco em *pipelines*

As Autoridades Reguladoras nos USA e Europa, estão a evoluir da abordagem conservadora (assente em Códigos restritivos) no Projecto e Operação de *pipelines*, para a abordagem assente na gestão de risco, como a forma mais segura e económica de manter e garantir o nível de segurança nos *pipelines*. A gestão de risco é uma combinação de avaliação de risco e controlo de risco.

Na Europa Comunitária, espera-se para breve a obrigatoriedade na aplicação aos *pipelines*, de um sistema de gestão de integridade, como garantia de qualidade e segurança: humana; ambiental e económica.

- Um sistema de gestão, é um plano de gestão, que expõe á Empresa que detém/opera o pipeline, aos Consumidores/clientes e Autoridades Reguladoras, como essa Empresa e seu pipeline é gerido.

Um sistema de gestão de integridade do *pipeline*, em geral é composto da seguinte forma:

- . Identifica todos os eventos que podem conduzir á falha/avaria;
- . Examina as causas e consequências dos potenciais acidentes em pipelines;
- . Examina e compara todos os riscos;
- . Define quem é responsável por cada aspecto do pipeline e sua gestão;
- . Define que politicas e processos estão em pratica para concretizarem os objectivos;
- . Define que politicas e processos são implementados;
- . Define como o desempenho é medido;
- . Define com o sistema é revisto e auditado.

Este Plano, é geralmente acordado e aceite ao mais alto nível da Empresa, sendo constantemente e sistematicamente revisto e actualizado. Todos os níveis de gestão estão obrigados, com o seu conteúdo programático.

- A análise de risco é o centro deste processo. Esta análise pode ser qualitativa ou quantitativa. A análise qualitativa, é geralmente a primeira abordagem, e esta deve evidenciar ao Operador, os riscos prioritários pela sua importância, e devem poder ser rapidamente dirigidos á Manutenção. A análise quantitativa, pode seguir esta primeira



Figura 6.3 - Implementação da Gestão da Integridade

6.3 Inspeção baseada no risco, [6.2]

O Programa de Inspeção de um *pipeline* de *GN*, baseado no controlo do Risco, deve fundamentalmente, ser:

- . Actualizado regularmente;
- . Bem justificado;
- . Bem documentada a sua análise do Risco;
- . Precisar como o Risco é controlado;
- . Precisar como a Manutenção (via inspecções) contribui para esse controlo.
- Como a Manutenção (através das inspecções) controla o Risco

A inspeção é um dos aspectos chave, onde o Risco pode ser controlado, mas para a inspeção ser efectiva, tem de ser cuidadosamente focalizada:

- . Para os modos de falha (avaria), como o dano mecânico (carregamentos externos), a Inspeção deve detectar áreas do *pipeline* críticas, (embora não possa prever que ocorram);
- . Para modos de falha (avaria), como a corrosão, as inspecções podem monitorizar a deterioração dos tubos durante o Ciclo de Vida do *pipeline*.
- A filosofia do Programa *RBI* descrito na Norma *API 580 (2004): Risk-Based Inspection*

A metodologia do *RBI* assenta fundamentalmente nos seguintes elementos:

- . Perceber como o *pipeline* pode colapsar (através da identificação e classificação dos acontecimentos críticos);
- . Entender em como; o Projecto, a Operação e a Manutenção (através de inspecções), contribuem para controlar o Risco;
- . Ter em consideração as consequências do Risco na segurança humana e ambiental e impacte económico (estrategicamente focalizando as inspecções nas zonas com eventos críticos);
- . Avaliação baseada em informação qualitativa (através das informações das inspecções reporta o grau de fiabilidade do desempenho do pipeline) de forma a elencar-se o Risco relativo por cada sector do *pipeline*;
- . Assente na disponibilidade de uma boa base de dados, inclui-se uma avaliação quantitativa (onde são definidas as prioridades de inspecção);
- . Planeamento optimizado (em tempo útil, de recursos técnicos e materiais) da Manutenção;
- . Actualização anual (monitorização do sistema, durante o seu Ciclo de Vida) das análises e avaliações;
- . Relatórios (uma base documental) de análises, avaliações e decisões disponíveis e comparáveis, transversalmente na Organização (pipeline).



Figura 6.4 – Filosofia RBI

- O processo de aplicação do Programa *RBI*

A implementação de um Programa *RBI* exige que seja considerada toda a informação relevante, todo o envolvimento da Gestão (Operador do *pipeline*) assim como toda a base de dados disponível, definindo as prioridades de abordagem das inspecções no Programa de Manutenção do *pipeline* de *GN*.

A planificação e execução, da metodologia do controlo de eventos potenciadores de Risco, num *pipeline* de *GN* pode estruturar-se como expresso na Figura 6.5:

- 1 - Informação, proveniente de: projecto, construção, operação e manutenção;
- 2 – Identificação de eventos potenciadores de falha (avaria);
- 3 – Probabilidade de Risco da integridade estrutural do *pipeline*, devido á eventual ocorrência do evento potenciador de Risco;
- 4 – Consequência da falha (avaria), devida ao evento de Risco;
- 5 – Avaliação do grau de criticidade, por modo de avaria, baseado no nível de degradação, do evento potenciador de falha (avaria);
- 6 – Avaliação idêntica á anterior, mas por sector do *pipeline*;
- 7 – Organização de um Plano de inspecção apropriado, métodos e procedimentos de engenharia, e frequência de sua aplicação no terreno;
- 8 – Actualização anual, através de um Processo documentado Auditável, assente em relatórios de análises e avaliações, fontes de informação, e decisões de Gestão.

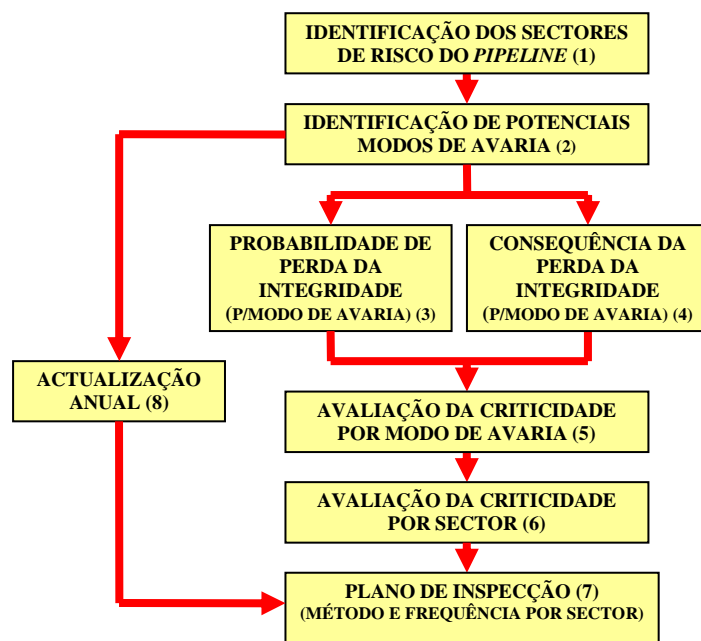


Figura 6.5 - Metodologia de Inspeção baseada no risco *RBI*

A probabilidade de um *pipeline* de GN funcionar dentro de limites de Segurança, num período de tempo, *Ciclo de Vida* e condições de operação predefinidas, traduz a Disponibilidade para o fim a que se destina, sendo assim o seu desempenho é designado por fiável.

Perante uma paragem no transporte de GN de forma não previsível, implica a existência de uma falha (avaria) no *pipeline*. Esta eventual situação pode ser prevista (evitada) durante o tempo de operação do *pipeline*, através de um Plano de Manutenção, que assenta numa metodologia de inspecções, aplicada de forma sistemática no tempo durante o *Ciclo de Vida* do *pipeline*, resultando assim numa diminuição da incidência de eventos potenciadores de falha (avaria).

A análise e avaliação de eventos potenciadores de avaria (falha) no *pipeline*, durante o seu *Ciclo de Vida*, permite á Manutenção através de uma monitorização no terreno, de manter o Sistema de Transporte de GN operar com fiabilidade, através do controlo de situações propiciadoras de eventos de avaria (falha).

O Programa de Manutenção assente na filosofia *RBI*, focaliza-se na identificação de eventos de Risco, que decorrem da operação de um *pipeline* de GN. Risco esse, que tem de ser analisado e avaliado de forma a evitar avarias (falhas), que culminem com um eventual colapso do *pipeline*, e suas consequências em termos humanos, ambientais e económicas, dramáticas como lamentavelmente há conhecimento a nível Global.

Esta Metodologia (*RBI*) de abordagem da Manutenção no *pipeline*, baseia-se nos conhecimentos da fiabilidade, no estudo do eventual carácter aleatório da avaria, tendo como objectivo uma previsão da sua probabilidade.

Aplicando os conhecimentos de fiabilidade ao *pipeline*, considera-se este como um sistema estrutural, sob a acção de duas variáveis [6.3]:

- . A acção ou solicitação aplicada ao *pipeline* (carga L , carregamento externo);
- . A acção ou capacidade estrutural resistente do *pipeline*, (resistência estrutural R , em garantir as características operacionais).

Analisando a inter relação entre estas duas variáveis, determina-se a probabilidade de avaria/falha do *pipeline*.

Da Figura 6.6 retiram-se, as variáveis L e R , o efeito da acção de solicitação ou carregamento L (sobre o tubo) e a capacidade resistente R (da estrutura do tubo), sendo estas variáveis aleatórias, por definição será aleatória a diferença entre elas:

$$\text{Média } (R-L) = \text{Média } (R) - \text{Média } (L)$$

O índice de fiabilidade, representa a relação entre o valor médio da variável da diferença e o seu desvio padrão, dado por:

$$\beta = \frac{\text{Média}(R-L)}{\sigma(R-L)}$$

Podendo-se inferir, que a probabilidade de avaria/falha do *pipeline* será maior, conforme mais baixo for o índice de fiabilidade.

Na Figura 6.6, a probabilidade de falha/avaría do *pipeline* conducente a um eventual colapso do Sistema de Transporte de GN, são caracterizadas na Zona de intercepção das duas Curvas, como estão assinaladas.

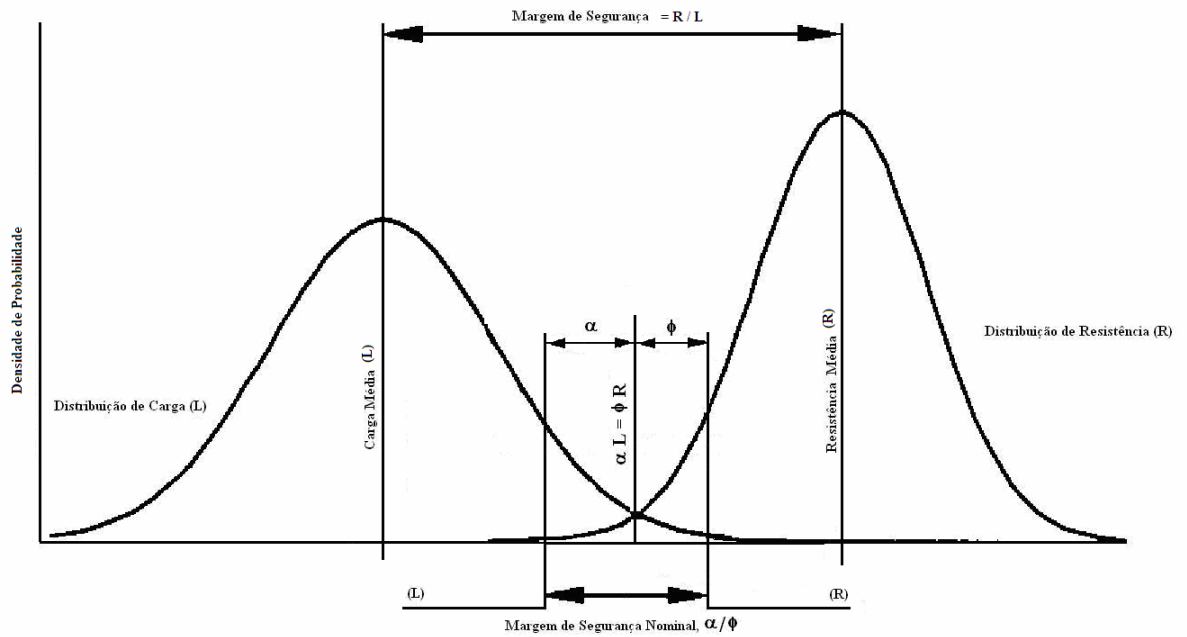


Figura 6.6 – Distribuições de densidade de probabilidade de Carga L e densidade de probabilidade de Resistência estrutural R, do *pipeline*.

$$P_{falha}(Pipeline) = \left[1 - \left(1 - P_{i_activo} \right)^{N_{activo}} \right] + \left[1 - \left(1 - P_{i_inactivo} \right)^{N_{inactivo}} \right] \quad (6.1)$$

O cálculo da probabilidade de falha/avaria (*POF*) do *pipeline* /sistema é baseado numa função de estado limite do sistema, $g(x)$ ou m [6.3]. A probabilidade é dada por:

$$POF = Pr(g(x) \leq 0) \quad (6.2)$$

A falha/avaria ocorre, quando $g(x)$ tem um valor negativo.

A análise de fiabilidade do *pipeline*, pode ser entendida como a probabilidade de uma carga máxima numa estrutura L , exceder a capacidade de resistência R dessa estrutura, durante o seu Ciclo de Vida.

Portanto a função limite de estado com as variáveis $x = (R, L)$ é dada por:

$$g(x) = m = R - L$$

As variáveis R e L são aleatórias e definidas pelas suas funções de densidade de probabilidade. A probabilidade de falha do *pipeline*, pode ser escrita também da seguinte forma:

$$POF = Pr(R - L \leq 0) = Pr(m \leq 0) \quad (6.3)$$

$$POF = \int_{g(x) \leq 0} f_{R,L}(R, L) dR dL$$

A probabilidade de falha do *pipeline*, é calculada através da utilização (como acima explicito) de um índice de fiabilidade β para o caso especial, quando quer a carga L quer a resistência estrutural R , sejam variáveis normais aleatórias:

$$\beta = \frac{\bar{R} - \bar{L}}{\sqrt{S_R^2 + S_L^2}} = \frac{\bar{m}}{S_m} \quad (6.4)$$

Onde \bar{m} é o meio, e S_m o desvio padrão de $g(x)$. Neste caso m é uma variável normal também. Então a probabilidade de falha do *pipeline* pode ser calculada usando a função distribuição cumulativa da distribuição normal $\Phi(-\beta)$:

$$POF = \Phi\left(\frac{0 - \bar{m}}{S_m}\right) = \Phi(-\beta) \quad (6.5)$$

Entende-se o Risco, como uma função de uma probabilidade de ocorrência de um evento adverso e a consequência desse evento. Sendo definida na expressão (6.1), ou seja:

$$\text{Risco} = \text{Probabilidade} \times \text{Consequência}$$

A implementação do Programa de Manutenção assente na Metodologia *RBI*, resulta na determinação de avarias/falhas passíveis de acontecer, devidas ao evento potenciador de avaria/falha no *pipeline* ou seja a consequência, *COF* - *Consequence of Failure*, e na determinação da correspondente probabilidade de acontecer, *POF* – *Probability of Failure*.

Na aplicação da Metodologia *RBI*, a análise e avaliação sob as formas qualitativa e quantitativa, dão origem a caracterizar-se o Risco segundo uma escala *Ranking*, que se aplica na avaliação da probabilidade de avaria/falha e a sua consequência, fazendo de seguida uma combinação desses resultados, de forma a estabelecer uma ordenação do Risco.

Esta avaliação *RBI*, traduz o Risco (nível) dos eventos avaliados, assente num critério de Risco definido pelo Operador do *pipeline*, e segundo obrigações estabelecidas por Entidades Reguladoras Nacionais, na avaliação do *pipeline*, conforme apresentado na Figura 6.7, em Risco: Elevado; Intermédio; Baixo e Muito baixo.

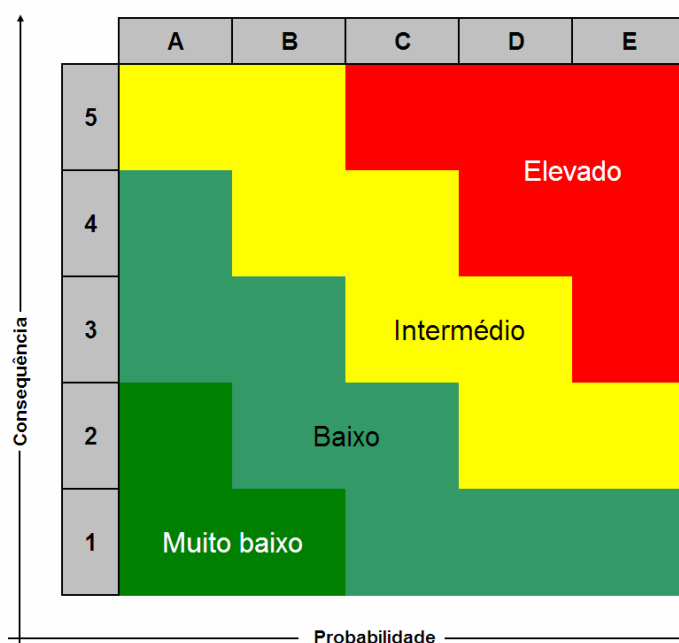


Figura 6.7 – Matriz de Risco

- Benefícios da aplicação de um Programa *RBI* a um *pipeline*

É ponto assente, que nos *USA*, assim como na Comunidade Europeia, as Autoridades Reguladoras, exigem aos Operadores de *pipelines* de Sistemas de Transporte de *GN* (não só, mas também devida á alta pressão neles contida), que tenham a capacidade de demonstrar, que os eventos potenciadores de Risco presentes nos seus *pipelines*, estão identificados e controlados. O Programa *RBI* pode proporcionar uma solução para esta questão.

. Estabelecer uma escala do evento potenciador de Risco, identificando áreas críticas, providenciando assim uma ferramenta útil de Gestão ao Operador do *pipeline*.

. O Programa *RBI* elimina inspecções desnecessárias, e portanto permite uma redução de custos de Manutenção.

6.4 Procedimentos de Aptidão ao Serviço, *FFP* [6.4]

Na análise e avaliação de eventos potenciadores de avarias (falhas), a demonstração que o *pipeline*, continua apto para desempenhar a função definida no projecto, aplicam-se as metodologias estabelecidas na Norma *API 579* (2004): *Fitness for Service*, que enquadram uma série de procedimentos de engenharia, com o objectivo de reduzir o Risco.

Da implementação destes procedimentos, implica que o *pipeline* se mantém apto para desempenhar a sua função, nas condições, e no tempo, com os eventos de avaria (falha) analisados e avaliados nas inspecções do Plano de Manutenção, indicando também em futuras acções de Manutenção, a caracterização das avarias (falhas) através da sua monitorização no terreno, quais as situações críticas que induzam acções de melhoria a encetar.

Como constatado no terreno, os *pipelines* de *GN* podem danificar-se durante o seu Ciclo de Vida, desde defeitos metalúrgicos introduzidos no fabrico dos tubos, defeitos de construção, defeitos de corrosão e fundamentalmente, defeitos causados por interferência externa (carregamentos sobre a *servidão* que contém o *pipeline*).

Para garantir a integridade estrutural, é importante determinar o impacto de um eventual defeito, em conformidade com uma avaliação de aptidão ao serviço, do *pipeline* em condições de operação.

- Detecção de defeitos

A detecção de defeitos é um primeiro procedimento de uma eventual acção de melhoria implementada pela Manutenção (correctiva). A metodologia de um Programa de Aptidão ao Serviço, assenta na aplicação das técnicas da mecânica da fractura (como anteriormente exemplificado) implica que ao serem detectados os defeitos (eventos de avaria/falha que os provocam), o seu significado/importância é caracterizado (analisado e avaliado).

- Resposta aos defeitos detectados

Antes de iniciar a avaliação dos defeitos, é necessário assegurar a Segurança do pipeline, através de um Plano de emergência, que assegure o seguinte:

- . Reduzir a pressão de operação, a um nível seguro e planejar eventuais reduções de Pressão ou isolamento de áreas do pipeline para futura Manutenção correctiva (reparações);
- . Tratamento de informação, fazer a análise e avaliação de informação crítica que dê origem ao estabelecimento de procedimentos de engenharia;
- . Identificação do local de abordagem do evento que originou o defeito, analisar e avaliar a zona do *pipeline* para definir os requisitos técnicos e humanos a implementar.

- Abordagem aos defeitos

Os defeitos reportados, podem ser determinados utilizando os métodos de Aptidão ao Serviço. A urgência de análise e eventual acção de melhoria, através de Manutenção correctiva, sobre o defeito, depende de:

- . Nível de severidade;
- . A afectação de vidas humanas;
- . A ameaça ambiental;
- . A imposição Regulamentar;
- . Implicações em futuras falhas/avarias.

A análise e avaliação de defeitos, através de eventos que os potenciam, requer uma abordagem estruturada e sistemática, de forma a se implementarem estratégias de inspecção que induzam a Manutenção a realizar no *pipeline*

A implementação no terreno, da Metodologia de análise e avaliação de eventos potenciadores de avaria/falha num *pipeline* de GN, assente num Programa de Aptidão ao Serviço (que garante a sua integridade estrutural), segue o estabelecido na Figura 6.8, onde os requisitos Regulamentares e Códigos aplicáveis são executados por

procedimentos e técnicas de engenharia, através dos recursos humanos certificados e qualificados com a utilização de materiais adequados ao fim em vista.

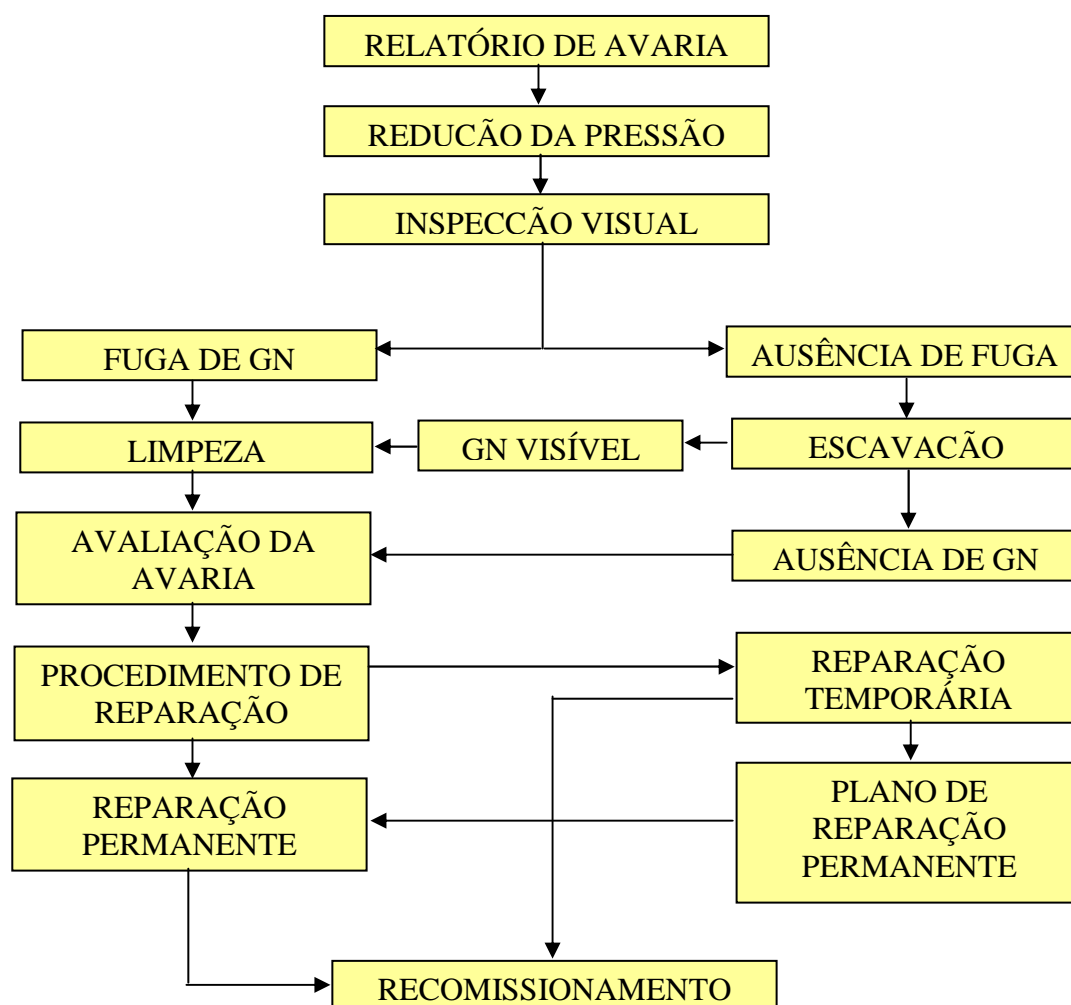


Figura 6.8 – Algoritmo de análise e avaliação da falha/avaria, Manutenção do *pipeline*

A Manutenção do *pipeline*, tem como objectivo manter a probabilidade de falha/avaria num nível aceitável e consistente. Fazendo depender assim a probabilidade de falha, do intervalo de inspecção (em eventos de falha, cujos modos de avaria sejam condicionados pelo tempo, exemplo: corrosão, certos defeitos de construção, soldadura e materiais). Portanto deve ser encontrado o intervalo de tempo entre inspecções que permita uma probabilidade aceitável de avaria/falha.

Esta probabilidade aceitável de falha, depende de um nível de Risco (pré definido) aceitável que é função (depende) das consequências da falha.

Para ser possível a avaliação da criticidade das situações de falha encontradas e fazer uma avaliação do nível de Risco, têm que ser encontrados valores de probabilidade de falha e de probabilidade de consequência. Os níveis definidos para cada caso, mostrados nas tabelas 6.1 e 6.2, foram encontrados através da experiência do autor e permitem estabelecer a matriz de criticidade para cada caso em análise.

A tabela 6.1 ordena os objectivos propostos para as probabilidades de falha (e as probabilidades de sobrevivência associadas) para cinco níveis de Consequência: 1- baixo (sem implicações de Segurança), até 5- alto (com significativas implicações de Segurança). Estes cálculos de objectivos de probabilidades de falha, são interpretados como probabilidades de falha por km de *pipeline*.

Tabela 6.1 – Objectivos propostos de falha e probabilidades de sobrevivência

Nível de Consequência	Objectivo proposto para a Probabilidade de Falha [km.ano]	Objectivo proposto para a Probabilidade de Sobrevivência
1	10,00%	90,00%
2	1,00%	99,00%
3	0,10%	99,90%
4	0,01%	99,99%
5	0,001%	99,999%

Na tabela 6.2 são propostos níveis de Severidade para valores estimados para a Vida Restante do *pipeline*. Ordenados os níveis de Severidade dos incidentes, em: Alto; Médio, e Baixo. O nível da Severidade de um incidente depende da natureza do incidente assim como do Projecto/Construção do *pipeline* e do nível de Manutenção (p.e: protecção contra carregamentos sobre a tubagem).

Tabela 6.2 – Proposta de definição do nível de Severidade de incidentes vs estimativa de Vida Restante do *pipeline*.

Nível de Severidade	Estimativa de Vida Restante [anos]
Alto	3
Médio	10
Baixo	50

O objectivo da aplicação de Procedimentos de Aptidão ao Serviço - *FFP*, a um *pipeline* de *GN* [6.7], é o de determinar a sua capacidade, de continuar em operação, embora tendo sido detectados eventos potenciadores de avaria (p.e estruturais).

Os Operadores de *pipelines*, inspeccionam e monitorizam a condição estrutural dos seus pipelines usando as técnicas de avaliação de Aptidão ao Serviço e Avaliação de Risco, assente da seguinte forma:

- . Pró-activa, assegurando que a estrutura do *pipeline* não se danifica, tornando-se *defeituosa*;
- . Reactiva, assegurando que o dano existente ou defeito, é detectado antes de causarem um problema grave (p.e colapso do *pipeline*).

Uma análise *FFP*, emprega métodos para analisar e avaliar, se os eventos potenciadores de avaria, identificados na monitorização da condição estrutural do *pipeline*, devem ser considerados defeitos e portanto, apresentam um potencial problema *Risco*.

O que se espera da aplicação de uma metodologia *FFP*, é poder decidir: continuar a operar o *pipeline* na condição estrutural actual; alterar as condições de operação; implementar acções de Manutenção correctiva – reparação; substituição de um elemento (tubo); ou, monitorizar a sua condição. Se a condição estrutural do *pipeline* dever ser entendida como o de ser monitorizada, então uma análise *FFP*, deve providenciar indicações em Programas de monitorização da condição estrutural do pipeline, assentes na aplicação de técnicas não destrutivos e Procedimentos *RBI*.

Os Procedimentos *FFP*, são avaliações quantitativas de engenharia, que são executadas para demonstrar a integridade estrutural de um *pipeline* em Serviço, contendo um defeito

ou dano. A aceitação Regulamentar é referenciada no Código de Inspeção aplicável a *pipelines* de GN, API 579 Piping.

A análise da base de dados da Inspeção, fornece informação valiosa sobre os defeitos presentes no pipeline (ou dos eventos que os possam potenciar), porém os Procedimentos FFP, transformam esta informação em conhecimento real, empregando procedimentos de engenharia mecânica, como a mecânica da fractura, para determinar a verdadeira contribuição desses defeitos na deterioração e eventual colapso do *pipeline*.

Os Procedimentos FFP assentam em Códigos de avaliação, que derivam de informação empírica de análise de tensões, podendo também utilizar técnicas como elementos finitos FEA, e modelos de estatística (Monte Carlo) ou de fiabilidade.

O Risco é definido, em conformidade com critérios preestabelecidos, no projecto do *pipeline* ASME B 31.8, e posteriormente, na Gestão do *pipeline* em operação. Constrói-se um Modelo, que elenca as origens do Risco e as quantifica em função da sua contribuição para o Risco de colapso do *pipeline*.

Um Modelo de Risco é construído com toda a informação proveniente das inspecções, testes e demais técnicas de engenharia que avaliam o *pipeline* em operação. Interpretando todas as informações recolhidas, o Modelo de Risco é capaz de identificar as causas que mais provavelmente poderão contribuir para um potencial colapso, de estabelecer os melhoramentos a introduzir, no sentido de minimizar o Risco, e de analisar e avaliar o impacto das soluções propostas para implementação no terreno.

- Avaliação da aptidão do *pipeline* face às condições de operação *operation assessment*.

Para se avaliar a aptidão do *pipeline* em termos de qualidade e segurança, é necessário compreender a interacção entre os defeitos, as situações de carregamento, as condições ambientais e as propriedades dos materiais, quer no início da actividade quer durante a vida útil de funcionamento do *pipeline*. A determinação do grau de adequação ao uso *fitness for purpose* do *pipeline*, deve considerar todos os modos possíveis de avaria ou *falha*, mesmo sendo certo que alguns deles são bem mais graves do que outros.

- Os principais *modos de avaria* são os seguintes:

- . Excesso de deformação por carregamento externo;
- . Corrosão com perda geral do material ou fractura por corrosão sob tensão;
- . Construção;
- . Soldadura;
- . Materiais.

Uma correcta avaliação da adequação ao uso identificará, de forma precisa, o estado limite das condições sob as quais os mecanismos de falha que potenciam o colapso se desenvolverão.

Estas condições estão relacionadas com a resposta do material às situações de carregamento impostas e ao grau de severidade dos defeitos actuais.

Há investigação realizada que apresenta, em tabelas estatísticas e em expressões matemáticas, a relação entre os vários parâmetros que caracterizam o defeito, as cargas e o comportamento do material danificado, que conduzirá ao colapso do *pipeline*.

Para estimar a adequação ao uso no *pipeline* até ao limite da sua vida útil, deve ser definido o nível a partir do qual, os defeitos actuais poderão desenvolver-se até atingirem uma dimensão crítica (que impeça o seu funcionamento até ao termo do prazo de vida útil estabelecida no projecto).

Bem entendido, a vida útil requerida pode ser, não a estabelecida em projecto, mas sim a que decorre da necessidade de prolongar a que inicialmente estava prevista, também por razões económicas.

Para estabelecer um programa de adequação ao uso para o *pipeline*, com a fiabilidade expectável é necessário recolher informação que quantifique a degradação actual, o carregamento externo e a resposta do material do tubo. Estas informações são reunidas através de inspecções periódicas e visam assegurar que o potencial colapso pode continuar a ser evitado, através da monitorização no terreno das acções adequadas.

- Informação sobre o defeito.

A evolução do defeito (por exemplo: fracturas, fracturas, inclusões gasosas, poros, desalinhamentos nas soldaduras) deve ser observada no tubo em: profundidade, comprimento e largura.

Interpretando a orientação da direcção da tensão/solicitação e a sua localização no metal do tubo ou na zona afectada pelo calor da soldadura, apuram-se os mecanismos dominantes da falha, os quais, têm a sua origem como anteriormente referido, em cinco grandes causas, que em eventuais situações de simultaneidade, com instabilidade de solos, erosão e ciclos de bombagem de GN, podem potenciar fadiga no material do tubo (fadiga de baixo número de ciclos e elevada deformação ou fadiga de alto número de ciclos e baixa deformação).

A Manutenção do *pipeline* tem como finalidade manter a integridade e funcionamento da Rede do *pipeline* de GN, permitindo assim a sua Disponibilidade. Evitar qualquer

afecção que signifique o Risco de integridade ou funcionalidade, permitindo as condições normais de transporte e fornecimento de *GN* no máximo tempo possível sem perda de: segurança pessoal, instalações e do ambiente.

- Sistemas de Apoio ao funcionamento normal de um *pipeline*:

SCADA controlo, supervisão e aquisição de dados. Gestão centralizada do *pipeline* de todas as suas instalações;

TELECOM – Telecomunicações;

LMR – Rádio móvel terrestre. Comunicação de voz para a Manutenção;

- Manutenção preventiva

Resulta de acções de execução planeada de acordo com a periodicidade preestabelecida como: inspecção de linha, substituição de tubos. Consta da seguinte metodologia:

. Com a finalidade efectuar a fiscalização das possíveis interferências de terceiros, sobre as zonas do *pipeline* ao longo do terreno de servidão. Através de meios aéreos, veículos terrestres ou a pé. Têm uma periodicidade que varia com a classe de localização das diversas secções do *pipeline* e com o grau de criticidade determinado pela experiência acumulada. Em particular os atravessamentos de auto estradas, estradas nacionais, caminhos cruzamentos de vias férreas, atravessamentos de rios e outros cursos de água conservação de postes de marcação e conservação da faixa de servidão;

. Com o objectivo de detectar eventuais anomalias. É realizada a pé, com intervalo de dois meses, em particular: nas vias-férreas cursos de água e estradas, envolvendo o estudo batimétrico nos cruzamentos de água a detecção de fugas a observação de existência de assentamentos, erosão e rotura de taludes e outras obras de construção civil;

. Inspecção de estado do revestimento e da protecção catódica. Com o objectivo de fazer o levantamento do estado do revestimento, utilizando-se geradores de corrente contínua ou corrente alternada, via sistema de protecção catódica ou por vigilância com pessoal especializado.

- Manutenção condicionada ou preditiva

Resulta de um conjunto integrado de acções que implicam análises contínuas das inspecções de linha, com técnicos e *equipamentos inteligentes* sobre o estado estrutural do *pipeline*.

Os programas de Manutenção condicionada ou *preditiva* do *pipeline* são estabelecidos

com base nos resultados obtidos, através da seguinte metodologia, através de inspecções em linha do *pipeline*, como já foi visto em capítulos anteriores desta dissertação.

Têm como objectivo, a obtenção de dados sobre o estado de conservação do *pipeline*, através de aplicação de técnicas que permitem, a medição do diâmetro dos tubos, a verificação da sua geometria, a detecção de perda de metal, devida a carregamentos externos ou por corrosão, interna ou externa, a análise de tensões a que a tubagem se encontra submetida, a localização geográfica exacta de defeitos e pontos notáveis (declives no terreno e cursos de água) através de um sistema de coordenadas referenciado *GPS - Global Positioning System*.

Tipo de não conformidades detectadas: defeitos de geometria no tubo devido a carregamentos externos, corrosão *pitting*, defeitos soldadura. Anomalias estas submetidas aos critérios de aceitação de defeitos dos Códigos aplicáveis.

- Manutenção correctiva

Refere-se a trabalhos planeados ou de emergência com o objectivo de repor as condições normais de funcionamento do *pipeline* afectado por certo tipo de avarias que signifique a respectiva perda de Disponibilidade. A metodologia de reparação processa-se em conformidade com os códigos e regulamentação aplicáveis, que partindo da interpretação da causa da avaria, são estabelecidos os seguintes procedimentos:

- . Activar medidas de segurança
- . Fechar as válvulas de linha
- . Determinar o tipo de defeito
- . Determinar o tipo de reparação
- . Determinar o tipo de reparação temporária
- . Programar o período de interrupção do serviço do *pipeline* para a reparação final
- . Interrupção e despressurização do troço do *pipeline*
- . Iniciar a reparação.

6.4.1 - Contribuição para o estudo da Análise de Risco do *pipeline* estudado

Na ausência de dados efectivos que permitam uma análise de Risco global dos sistemas em análise, verificaram-se as condições de funcionamento encontradas e compararam-se com valores de referência.

Como foi constactado no Capítulo II desta dissertação, um número assinalável de danos representativos nos *pipelines* são as deformações *dents* causadas por carregamentos externos devido a violações da serventia por entidades não autorizadas.

Da análise feita foi possível concluir, que em nenhum caso o dano encontrado deu origem a fugas de gás e que as avarias verificadas estavam longe do limite admitido para a deformação das tubagens: 2% em relação ao diâmetro (função da tensão de cedência do material do tubo v.s pressão de serviço do *pipeline*) [6.5].

Assim, apresentam-se os diferentes valores detectados nas diferentes linhas analisadas neste estudo e a percentagem de dano relativamente ao valor limite admitido:

LINHA 1003

Diâmetro do tubo (D) =	711mm	(28")
Quantidade de Defeitos =	1	(dents)
Limite de Aceitabilidade =	14,2mm	(2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,50	0,211%	10,6%

Figura 6.9 – Dano relativo detectado na Linha 1003

LINHA 2000

Diâmetro do tubo (D) = 711mm (28")
Quantidade de Defeitos = 11 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	3,25	0,457%	22,9%
2	3,00	0,422%	21,1%
3	2,75	0,387%	19,4%
4	2,50	0,352%	17,6%
5	1,50	0,211%	10,6%
6	1,75	0,246%	12,3%
7	1,00	0,141%	7,0%
8	1,00	0,141%	7,0%
9	1,00	0,141%	7,0%
10	0,75	0,105%	5,3%
11	0,75	0,105%	5,3%

Figura 6.10 – Dano relativo detectado na Linha 2000

LINHA 2500

Diâmetro do tubo (D) = 711mm (28")
Quantidade de Defeitos = 1 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,246%	12,3%

Figura 6.11 – Dano relativo detectado na Linha 2500

LINHA 3000

Diâmetro do tubo (D) = 711mm (28")
Quantidade de Defeitos = 10 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	3,00	0,422%	21,1%
2	2,75	0,387%	19,4%
3	2,00	0,281%	14,1%
4	1,75	0,246%	12,3%
5	1,50	0,211%	10,6%
6	1,50	0,211%	10,6%
7	1,50	0,211%	10,6%
8	1,25	0,176%	8,8%
9	1,25	0,176%	8,8%
10	1,00	0,141%	7,0%

Figura 6.12 – Dano relativo detectado na Linha 3000

LINHA 4000

Diâmetro do tubo (D) = 500mm (20")
Quantidade de Defeitos = 3 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 10,0mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,350%	17,5%
2	1,50	0,300%	15,0%
3	0,75	0,150%	7,5%

Figura 6.13 – Dano relativo detectado na Linha 4000

LINHA 5000

Diâmetro do tubo (D) = 500mm (20")
Quantidade de Defeitos = 3 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 10,0mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	2,00	0,400%	20,0%
2	1,00	0,200%	10,0%
3	0,50	0,100%	5,0%

Figura 6.14 – Dano relativo detectado na Linha5000

LINHA 7000

Diâmetro do tubo (D) = 711mm (28")
Quantidade de Defeitos = 13 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	2,00	0,281%	14,1%
2	1,75	0,246%	12,3%
3	1,00	0,141%	7,0%
4	1,00	0,141%	7,0%
5	1,00	0,141%	7,0%
6	0,75	0,105%	5,3%
7	0,75	0,105%	5,3%
8	0,50	0,070%	3,5%
9	0,50	0,070%	3,5%
10	0,50	0,070%	3,5%
11	0,50	0,070%	3,5%
12	0,50	0,070%	3,5%

Figura 6.15 – Dano relativo detectado na Linha 7000

LINHA 8000

Diâmetro do tubo (D) = 711mm (28")
Quantidade de Defeitos = 13 (dents)
Limite de Aceitabilidade = 14,2mm (2%.D)

Dano	h [mm]	(%).D	(%).Limite (Risco)
1	1,75	0,246%	12,3%
2	1,75	0,246%	12,3%
3	1,75	0,246%	12,3%
4	1,75	0,246%	12,3%
5	1,75	0,246%	12,3%
6	1,00	0,141%	7,0%
7	1,00	0,141%	7,0%
8	1,00	0,141%	7,0%
9	0,50	0,070%	3,5%
10	0,50	0,070%	3,5%
11	0,50	0,070%	3,5%
12	0,50	0,070%	3,5%

Figura 6.16 – Dano relativo detectado na Linha 8000

Como foi constactado no Capítulo II desta dissertação, um número assinalável de danos representativos nos *pipelines* são as deformações *dents* causadas por carregamentos externos devido a violações da serventia por entidades não autorizadas.

Da análise feita foi possível concluir, que em nenhum caso o dano encontrado deu origem a fugas de gás e que as avarias verificadas estavam longe do limite admitido para a deformação das tubagens: 2% em relação ao diâmetro (função da tensão de cedência do material do tubo v.s pressão de serviço do *pipeline*) [6.5].

6.5 Implementação de um Programa de Manutenção [6.6]

Este estudo, propõe um Modelo de análise de avarias, para ser aplicado em Manutenção de *pipelines* de Transporte de GN, recomendando a implementação de acções, que garantam a minimização do Risco de Avarias e consequentemente a eficácia no desempenho, *Disponibilidade* do Sistema, com acções de Manutenção preventiva e

correctiva. Esta Análise de Risco de avarias, implica que seja feito o registo sequencial das situações não conformes observadas, que poderão configurar situações de avaria nos vários sectores do *pipeline* onde possam ocorrer potenciais fugas de GN, e consequente impacte ambiental e interrupção de abastecimento aos Consumidores. São aplicáveis nesta análise, os seguintes procedimentos:

- . Listagem de eventos, que apresentem potencial de risco de avaria;
- . Lista, recomendando acções que proporcionem à Manutenção actuar de forma a reduzir o Risco de Avarias para níveis aceitáveis;
- . Definir práticas e procedimentos, necessários à implementação de acções de Manutenção, através de inspecções de campo, e definindo a frequência da sua execução;
- . Criando um Modelo base de referência, como ponto de partida para a Análise de Risco de Avarias, que sirva de comparação de resultados, em inspecções e acções futuras de Manutenção.

O objectivo da Metodologia de trabalho aqui proposto neste Modelo de Análise de Risco de Avarias, é o de demonstrar que as técnicas de engenharia mecânica, aplicadas na análise de avarias, às inspecções da integridade estrutural ao *pipeline*, pode de uma forma eficaz, proporcionar o seguinte:

- . Identificar o sector do *pipeline*, que promove Risco potencial de Avaria, com a probabilidade de fuga de GN e suas consequências;
- . Definir e estabelecer as prioridades das acções de Manutenção, que possam reduzir esse tipo de Risco de Avaria;
- . Prever necessidades, de reparação num determinado sector de tubagem do *pipeline*, assim como, o aumento da frequência das inspecções por técnicas não destrutivas, como a passagem do *intelligent pig*, que controla a condição estrutural do *pipeline*;
- . Recomendar acções de Manutenção que ao serem implementadas, minimizam o Risco de Avarias durante o Ciclo de Vida do *pipeline*.

A metodologia, é estruturada numa sequência de quatro abordagens complementares, com a finalidade de conhecer o funcionamento do *pipeline* de forma a definir e implementar acções de reabilitação e manutenção com o objectivo de reduzir o Risco.

A **primeira abordagem** baseia-se na execução de uma lista ordenada de elementos existentes no Operador do *pipeline*, que tenham potencial de Risco. Estes elementos são listados por prioridades, em função do grau do Risco de fuga de GN. Durante esta fase em questão, é também elaborada uma lista de acções de melhoria do *pipeline*, capazes de

reduzir esse potencial Risco.

A **segunda abordagem** avalia em detalhe o evento causador de maior Risco. Como resultado desta avaliação, é executada uma lista de acções prioritárias recomendadas.

A **terceira abordagem** consta da implementação das acções, recomendadas na segunda abordagem. Propõe-se a definição de inspecções e acções de melhoria, da Operação e da Manutenção, que possam reduzir o Risco associado, nos sectores do *pipeline*, cujas não conformidades, possam potenciar graves consequências.

A **quarta abordagem** enfatiza as alterações adoptadas e a sua implementação. Esta fase faz a análise de Risco e a *actualização* da base de dados, a ser utilizada no *pipeline*, de forma a utilizar os resultados desta informação, em futuras análises de Risco, e nas alterações das condições, que o potenciam.

Esta metodologia, proporciona a possibilidade de rever os resultados provenientes de cada fase, antes de tomar a decisão de avançar para a fase seguinte.

Com este procedimento, mantêm-se este Modelo proposto, constantemente auditado, conforme este se desenvolve no terreno.

A lista de eventos de Risco potencial no *pipeline* resulta da avaliação á sua integridade estrutural, representa informação disponível, antes da implementação das acções de melhoria no *pipeline*.

6.5.1 Análise e Avaliação de Risco

O objectivo a alcançar durante esta primeira abordagem, é consubstanciado através do seguinte:

- . Identificar nos sectores do *pipeline*, os tubos que potenciam maior potencial Risco, em possíveis fugas de GN,
- . Fazer uma análise à integridade estrutural do *pipeline*, com o objectivo de conhecer a sua condição actual, em sectores previamente seleccionados, ao longo do seu percurso;
- . Identificar as principais causas de potenciais eventos de falha nos sectores do *pipeline* mais críticos,
- . Identificar acções de melhorias no *pipeline*, que possam reduzir o Risco de normal funcionamento, ou disponibilidade.

As principais acções, que foram definidas para atingir este objectivo, estão esquematizadas na Figura 6.17.

- Caracterização do *pipeline*, como Sistema de transporte de *GN*

A acção inicial é a de *construir* uma base de dados, com o objectivo de fazer a análise à sua integridade estrutural e avaliar o grau de Risco.

Esta acção permite caracterizar o *pipeline* relativamente ao Projecto, Construção, Operação e Manutenção. Esta caracterização é baseada na documentação *histórico do pipeline*.

Os tipos de informação recolhidos e que irão fazer parte da base de dados do Modelo de análise e avaliação de Risco, são os seguintes:

- . Definição do percurso do *pipeline* via satélite, relativamente ao seu posicionamento dinâmico;
- . Tipologia das zonas por onde passa o *pipeline*, *centros habitacionais*, *zonas industriais*, *estradas*;
- . Organização de dados, como; a geometria do terreno, materiais dos tubos, pressão máxima de funcionamento (podendo estas variáveis interagir umas com as outras);
- . Dados sobre a construção, como; a data da instalação, procedimentos de construção, soldaduras longitudinais e circunferenciais, Controlo da Qualidade;
- . Exposição ambiental ao longo do percurso do *pipeline*, como; ambientes corrosivos, actividade de terceiros perto da zona de *serventia*;
- . Informação sobre Operação e Manutenção, como; a pressão e temperatura de Funcionamento, tipos e frequência das inspecções, intervenções de manutenção preventiva ou correctiva (eventuais acções de melhoria, que já tenham sido implementadas);
- . Registo histórico de eventuais fugas de *GN* do *pipeline*, quando, onde, causas da fuga, duração, quantidade e consequências.

- Análise à integridade estrutural do *pipeline*

Na recolha de dados, para a categorização de Risco no *pipeline*, é feita uma análise e avaliação à sua integridade estrutural.

O objectivo desta análise é o de proporcionar uma avaliação relativamente a: carregamentos externos, corrosão, fadiga, condição do material, dimensão de defeitos, factores estes que podem afectar a integridade estrutural do *pipeline*, dando também atenção, ao modo como estes factores depende da localização do *pipeline*.

Esta avaliação é baseada na análise de engenharia dos materiais, assentando no projecto de construção, mas também no meio ambiente e Operação do *pipeline*. O resultado é uma avaliação quantitativa dos potenciais modos de falha do *pipeline*, que poderão ocorrer ao longo do percurso do *pipeline*.

A modulação de comportamento dos materiais do *pipeline*, a avaliação de eventuais estados de corrosão, a condição das soldaduras e possíveis defeitos, assim como uma análise de tensões é executada, com a finalidade de determinar quanto a geometria dos tubos (acções de carregamento), corrosão e pressão do *GN* (ciclos de bombagem) durante a operação, influenciam o comportamento estrutural do *pipeline*.

Uma vez que estes factores diferem ao longo do curso do *pipeline*, esta análise identifica os pontos e locais mais críticos.

Como eventuais defeitos nas soldaduras avaliando a evolução desse defeito, assim como a sua dimensão crítica.

Uma avaliação da situação de possível fuga de *GN* antes de colapso do *pipeline* é feita (avaliando sobre essas zonas, o impacto que resultaria de uma ruptura catastrófica do *pipeline*, antes de ser detectada uma fractura).

A pressão resultante da acção de compressão na fase de bombagem de *GN* (arranque, paragem, abertura e fecho de válvulas), bem como regimes transiente ou estabilizados, são muito importantes na análise da integridade estrutural do *pipeline*, esta análise e avaliação, inclui uma síntese do conhecimento da Operação e uma avaliação, relativamente ao modo de como esta, pode afectar a integridade estrutural do *pipeline*.

- Classificação do Risco nos vários sectores do *pipeline*

. Avalia-se o Risco durante uma operação contínua do *pipeline*, tendo em consideração a factores como a Segurança para a instalação.

. Classificam-se os sectores do *pipeline*, tendo por base níveis de Risco.

. Determinam-se os principais eventos, que possam contribuir para o Risco de cada sector.

. Identificam-se e avaliam-se potenciais acções de melhoria, nos sectores analisados como sendo os de maior Risco.

- Medição e quantificação do Risco

A medição e quantificação do Risco define-se em função de três factores, que se encontram, em estreita ligação entre eles:

. **R**, o valor do Risco para um sector determinado do *pipeline*, é usado para classificar os sectores do *pipeline*;

. **F**, a frequência de ocorrência de fugas de *GN* do *pipeline*, por ano (tendo a sua origem no evento estudado), é usada para avaliar a alteração na frequência de ocorrência de fugas de *GN*;

. **C**, a consequência de uma fuga de *GN* do *pipeline* num sector específico, para quantificar o valor da sua consequência.

O registo de Risco **R**, é determinado através de registos feitos para os sectores do *pipeline*, sendo baseado no seguinte:

- . Dados sobre a configuração do *pipeline*, construção, operação e manutenção;
- . O histórico de fugas de *GN* (com origem nos carregamentos externos, o evento de estudo) do *pipeline*;
- . Os resultados da avaliação feita à integridade estrutural do *pipeline*.

- A estimativa da frequência de ocorrência de fugas de *GN* **F** é calculada para sectores de elevado risco, usando um Modelo empírico.

Estas estimativas são baseadas na informação da condição estrutural, como: o comprimento do sector; o número de soldaduras longitudinais e circunferenciais; e registos de históricos das fugas de *GN*.

- O valor da consequência **C** de fugas de *GN* depende do seguinte:

- . Localização do sector do *pipeline*, (um centro populacional, uma área industrial, ou zona rural);
- . Impacto imediato das fugas de *GN* no ambiente, (contaminação, fogo e explosão);
- . Os potenciais danos provocados por uma fuga de *GN*, (perda de vidas humanas, bens e risco ambiental).

- Metodologia da classificação do Risco

Consta dos seguintes procedimentos:

- . Recolha e processamento de dados de inspecção ao *pipeline*;
- . Segmentação do *pipeline*, por sectores de Risco;

.Definição de critérios de segmentação, (condições ambientais e potenciais consequências de cada sector do *pipeline*);

. Agrupar os sectores do *pipeline* com características semelhantes;

. Fazer uma análise do Risco em cada sector, para determinar as causas de Risco baseadas na avaliação de potenciais causas de acidentes no *pipeline*.

Estas causas, assim como as medidas preventivas são seleccionadas de uma listagem elaborada, tendo por base as análises feitas aos eventos potenciadores de avarias no *pipeline*. Assentam em:

. Identificar os eventos, que resultem em altos níveis de Risco para os sectores do *pipeline*;

. Determinar os tipos de acções de manutenção que podem reduzir estes Riscos e estimar as alterações positivas, que podem resultar no Risco do sector e Frequência de fugas de GN;

As informações tendo por base os resultados da análise e avaliação do sector de Risco do *pipeline*, podem ser utilizados de diferentes maneiras pelo Operador do *pipeline*:

. Os níveis de Risco **R**, de sectores individuais do *pipeline*, podem ser utilizados para reduzir as probabilidades e as consequências das fugas de GN do *pipeline*;

. A imputação da frequência das fugas, **F**, permite que acções de melhoria sejam avaliadas, relativamente à frequência de fugas de GN;

. O conhecimento estimado, do ciclo de vida **CV**, ajuda a Gestão do *pipeline* á definição de prioridades nas acções de melhoria, a efectuar no *pipeline*, baseadas no potencial Risco de cada sector do *pipeline*.

- Resultados da classificação do Risco no *pipeline*

A informação inicial originada pela primeira abordagem inclui o seguinte:

. No sector seleccionado, define-se o nível de Risco;

. Uma lista de causas para o Risco no sector do *pipeline*, e a definição de uma acção de melhoria;

. Resumo dos resultados da avaliação da integridade estrutural do *pipeline* e as suas implicações no nível de Risco,

. Lista das principais causas do risco no sector do *pipeline*,

. Guia para a definição de procedimentos a realizar na segunda abordagem.

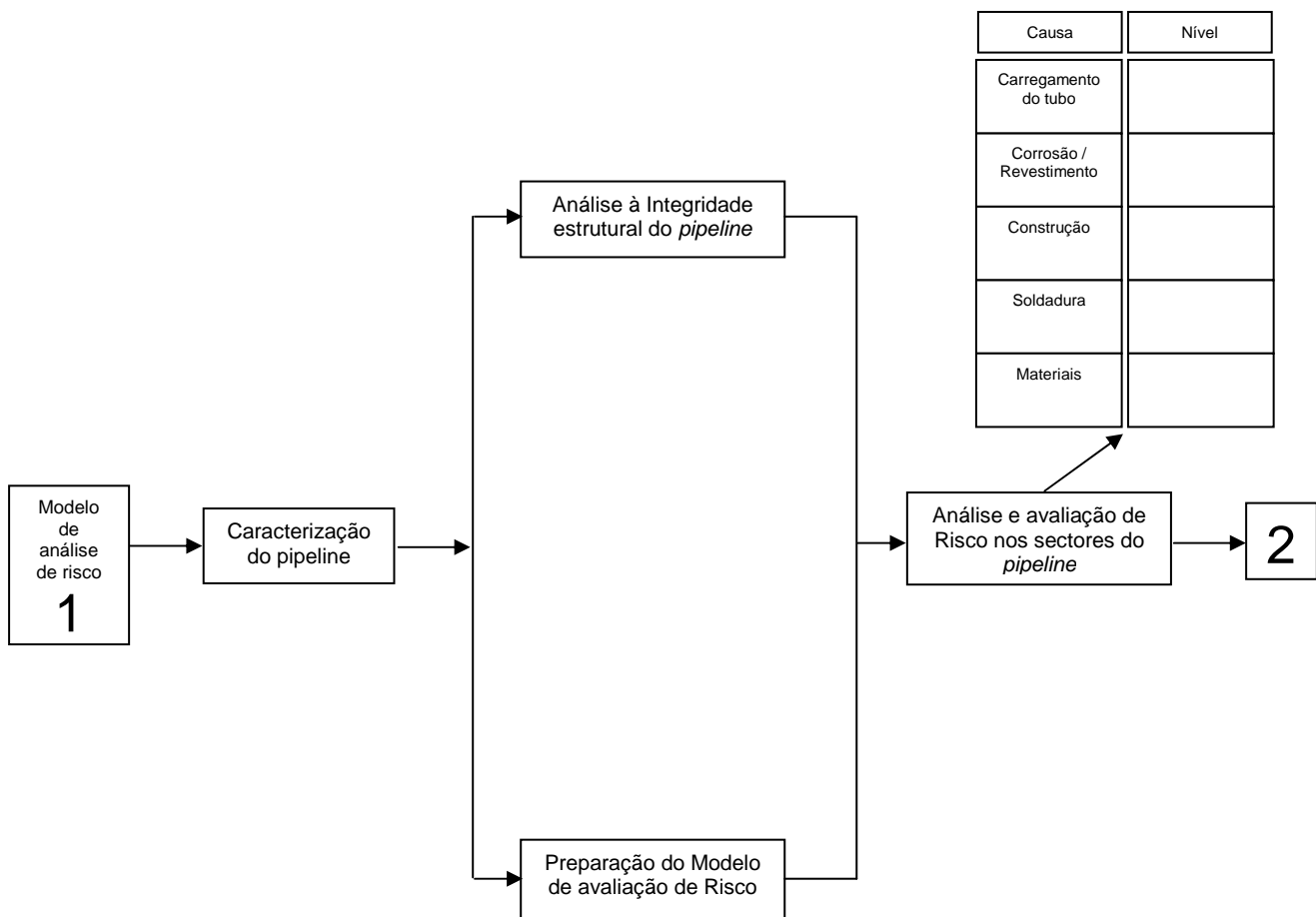


Figura 6.17 – Análise e Avaliação do Risco.

6.5.2 Definição e Selecção de Acções de Melhoria

O objectivo da segunda abordagem consubstancia-se no seguinte:

. Identificar as acções de melhoria, que podem ser realizadas para reduzir o Risco do sector do *pipeline*, (substituição de revestimentos, reparação do sistema SCADA, diminuição dos intervalos das inspecções, aumento do *pigging*, sinais de advertência de Terceiros, actualização de procedimentos de Manutenção, estabelecer prioridades de acções de melhoria para o sector de elevado risco, durante o ciclo de vida do *pipeline*).

As tarefas definidas para atingir este objectivo, são ilustradas na Figura 6.18.

A avaliação à integridade estrutural do *pipeline* foi efectuada. Esta análise fornece informação importante para a avaliação quantitativa de possíveis acções de reabilitação e Manutenção.

- Definição de acções de melhoria

As potenciais causas de fugas de *GN* (com origem em carregamentos externos), ocorridas nos sectores de elevado Risco, podem ser identificadas e avaliadas através da observação dos graus de risco em maior detalhe.

No que respeita à utilização dos resultados da avaliação do Risco pelo Operador do *pipeline*, o passo inicial será o de rever os níveis de Risco de todos os sectores do *pipeline*, com o objectivo de procurar e identificar sectores que necessitem acções de melhoria. Tendo estes sectores, os mais altos níveis de Risco, serão estes os prioritários na procura de uma solução.

- Definição de grau de Risco e Selecção de Acções de Melhoria.

De acordo com o anteriormente dito, a avaliação de Risco e as inspecções ao *pipeline* determinam o sector, com o mais elevado nível de Risco e identificam as acções de melhoria da Manutenção, de acordo com as suas expectativas no impacto do risco e da importância dessa acção de melhoria. A lista das acções de melhoria, é elaborada de acordo com o seguinte critério:

- . O impacto previsto no nível de Risco, do sector considerado de Risco elevado;
- . O valor da redução que ocorrerá, na Frequência de eventual fuga de *GN*.

- Actualização do grau de Risco, após as acções de melhoria seleccionadas

- . Um resumo das inspecções e ensaios feitos ao sector, descrevendo os elementos encontrados e o seu relacionamento com o nível de Risco assim como acções recomendadas,
- . Uma lista actualizada de potenciais acções de melhoria, que consigam eliminar ou reduzir as maiores causas de Risco para o sector do *pipeline* de Risco elevado.
- . Uma estimativa das alterações da Frequência de fugas de *GN* no sector do *pipeline*, que possam traduzir o resultado positivo da implementação de cada acção de melhoria.

Redução de Risco com as acções de melhoria

Sector do pipeline

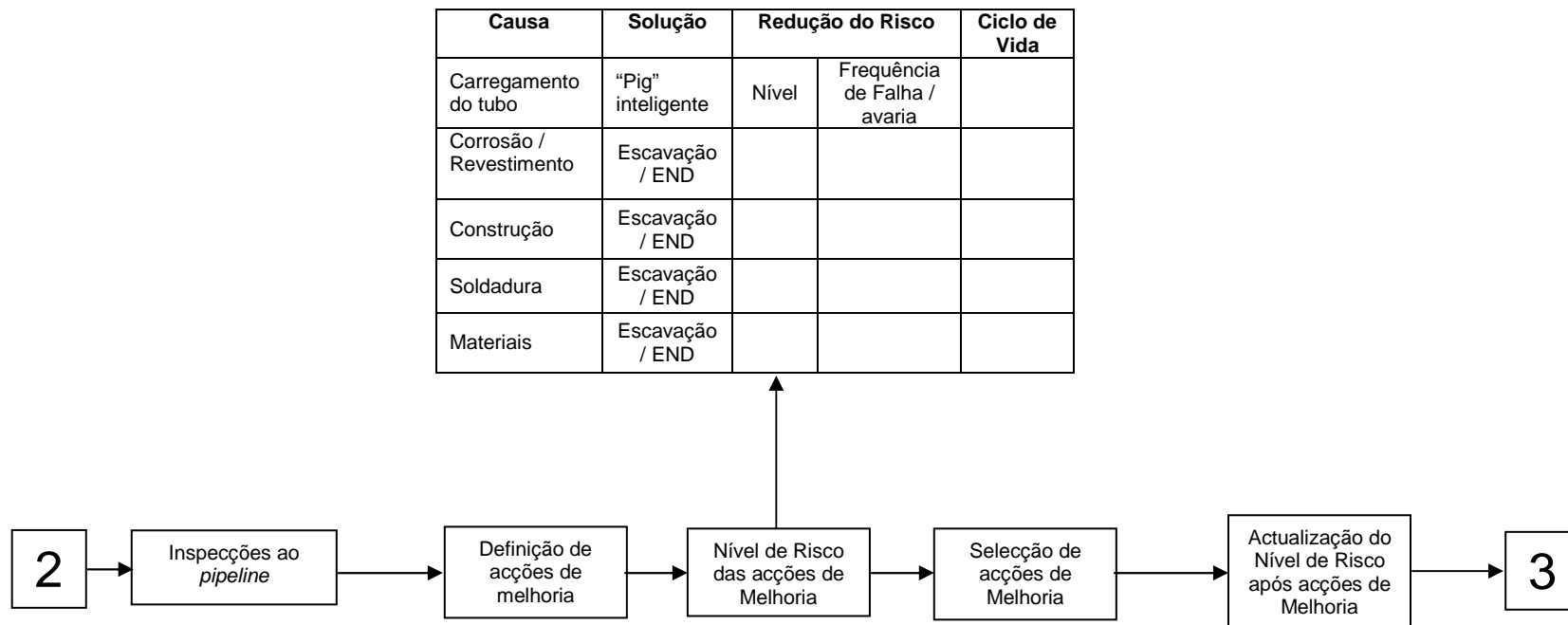


Figura 6.18 – Definição e Seleccção de Acções de Melhoria

6.5.3 Planeamento e Procedimentos de Engenharia

A Figura 6.19, ilustra a preparação das metodologias de engenharia, assentes nas acções que se descrevem a seguir:

- . Realizar análises e avaliações necessárias, para reunir requisitos técnicos, para os conjuntos de propostas de acções de melhoria;
- . Preparar os conjuntos de propostas, contendo o objectivo técnico do trabalho, especificações e desenhos, requisitos de qualidade e segurança e planeamento;
- . Avaliar as propostas, tendo em consideração o nível de Risco;
- . Fornecer uma lista actualizada, dos graus de nível de Risco, para o sector do *pipeline* seleccionado;
- . Documentar os resultados desta fase, utilizando especificações apropriadas, desenhos, procedimentos e materiais dos tubos.

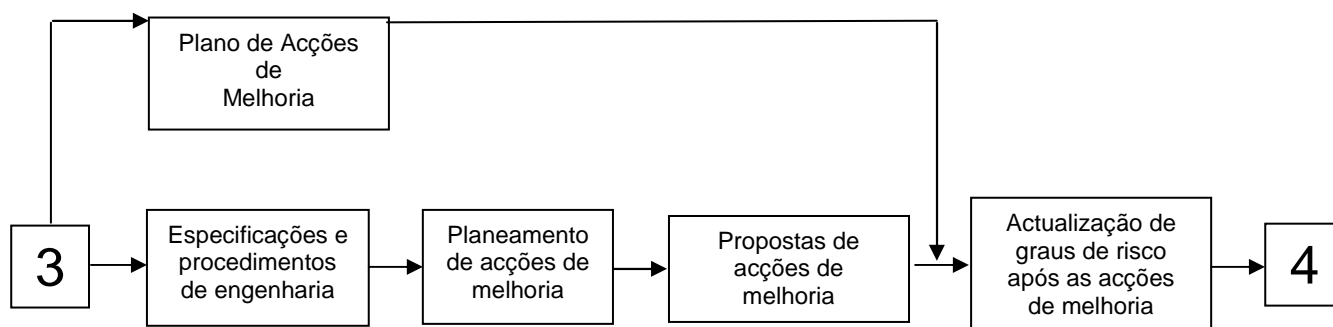


Figura 6.19 – Planeamento e Procedimentos de Engenharia

6.5.4 Implementação de Acções de Melhoria

São descritas de forma esquemática, na Figura 6.20 a metodologia de procedimentos a seguir:

- . Implementar as acções de melhoria seleccionadas para a Manutenção;
- . Orientar o Operador do *pipeline*, a monitorizar a implementação das acções de melhoria;
- . Utilizar o sistema de níveis de Risco para avaliar o potencial impacto no objectivo, de alterações ocorridas, como resultado da implementação das acções de melhoria.

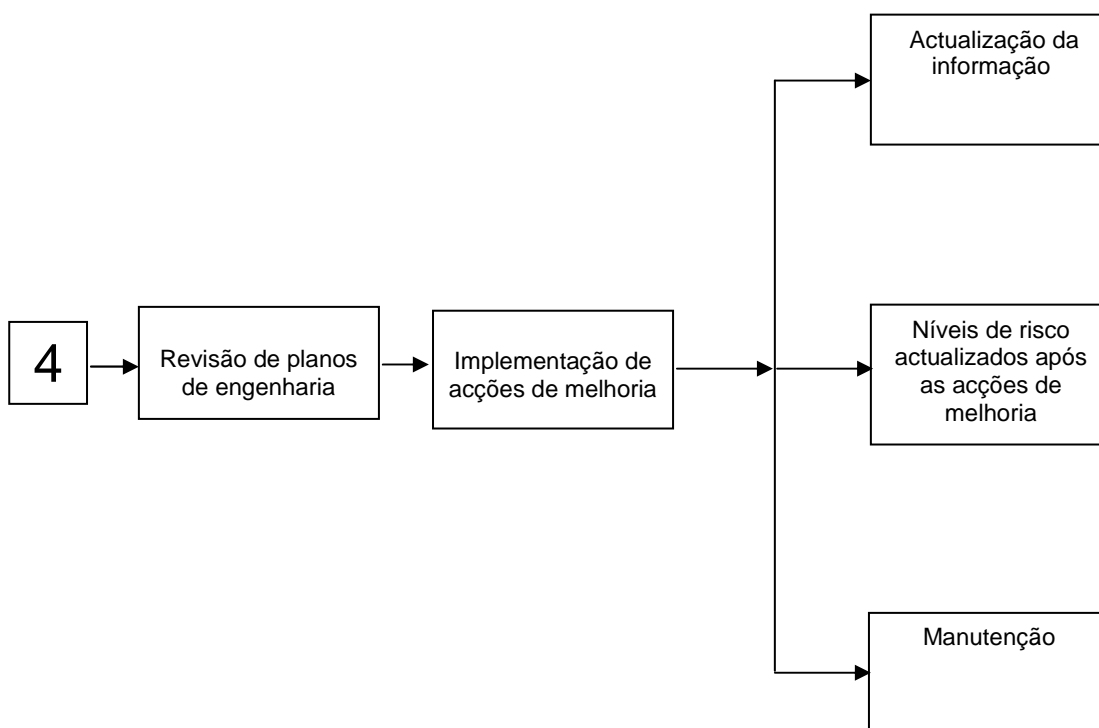


Figura 6.20 – Implementação de acções de melhoria

Nesta Metodologia, baseada na análise e avaliação de Risco aplicada à Gestão da Manutenção de *pipelines*, o Risco é definido de acordo com os critérios estabelecidos pela Gestão da operação no *pipeline*.

A Metodologia proposta de abordagem sequencial na análise técnica utilizada fornece um Modelo, para a descrição de eventos de Risco quantificando, e estabelecendo níveis das suas contribuições para esse Risco.

O Modelo de Risco utiliza dados de inspecções, análises e avaliações no âmbito da engenharia, aplicáveis ao funcionamento do *pipeline*, de forma a garantir ao Operador a sua Disponibilidade.

Ao utilizar estas análises e avaliações, o Modelo de Risco, está habilitado a apontar os factores que contribuem para a existência do Risco; para identificar oportunidades que possam reduzir o Risco através de acções de melhoria; e para avaliar o impacto das soluções propostas na redução do Risco.

Um aspecto particular desta Metodologia baseada na Análise e Avaliação do Risco permite que ao Operador do *pipeline*, fazer a avaliação contínua do Risco, baseado na informação recolhida durante a selecção e implementação das acções de melhoria.

A monitorização e redução do Risco são geridas durante o Ciclo de Vida do *pipeline*, através da Manutenção: utilizando métodos que identificam, analisam e avaliam o Risco, à medida que as Acções de Melhoria são implementadas; e, através de um procedimento de auditorias sequenciais função da aplicação das abordagens complementares, que são a base deste Modelo proposto.

MODELO DE ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCO

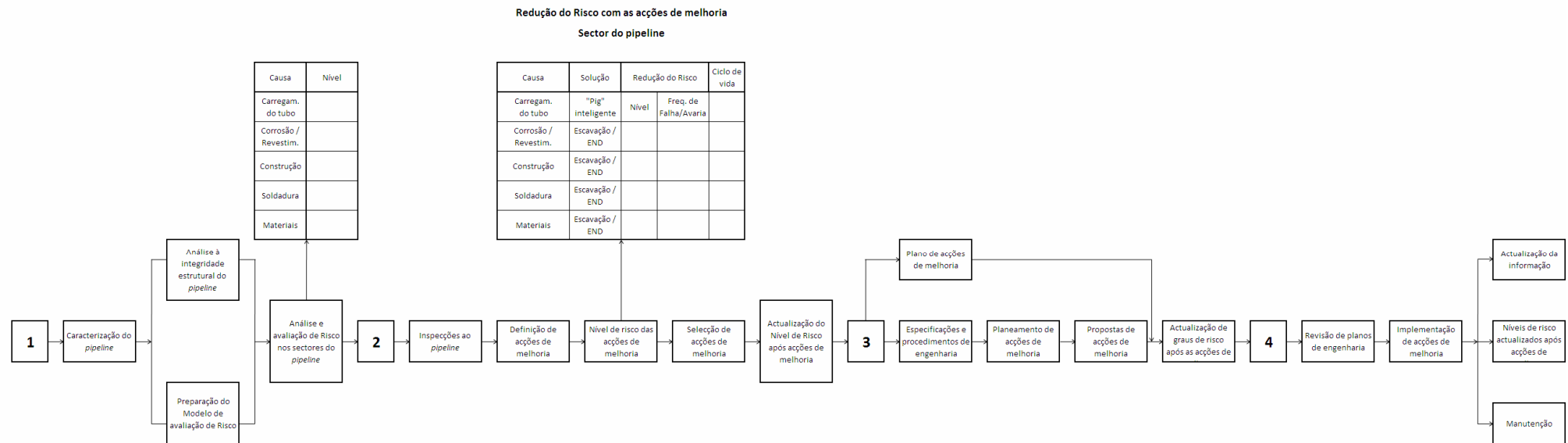


Figura 6.21 – Diagrama do Plano de Manutenção de um *pipeline* assente num Modelo de Análise e Avaliação do Risco.

6.6 Segurança vs Disponibilidade [6.7]

A segurança humana e ambiental na envolvente do *pipeline*, é motivo de medidas e procedimentos planificados e implementados no terreno, função de Recomendações Nacionais concertadas por Normas aplicáveis á escala Global, que assentam no conhecimento das consequências individuais e colectivas, que podem advir do colapso do *pipeline*, com origem numa fuga de GN que configure um incidente, culminando em fogo e explosão.

A análise e avaliação do Ciclo de Vida do *pipeline* de GN, através da monitorização no terreno da sua condição estrutural pelo Operador, processa-se de forma contínua, através de acções de Manutenção, onde a aplicação das diversas técnicas e procedimentos de engenharia, garantem a fiabilidade expectável na Disponibilidade do Sistema de Transporte de GN, em condições de Segurança humanas e ambientais.

6.6.1 Risco Individual

Do ponto de vista individual (o ser humano), para uma falha ocorrendo no local (x'), de acordo com a Figura 6.22, a probabilidade de um indivíduo presente no local á distância (x, y), de ser atingido (e resultar numa baixa), é dada pela probabilidade condicional;

$$\overline{p_c}(x, y | x') = P_c(\sqrt{(x - x')^2 + y^2}) \quad (6.8)$$

A quantidade $\overline{p_c}(x, y | x')$ corresponde á probabilidade condicional de uma falha ocorrida no local (x'), transformar um indivíduo presente nesse local (x, y), numa baixa por acidente.

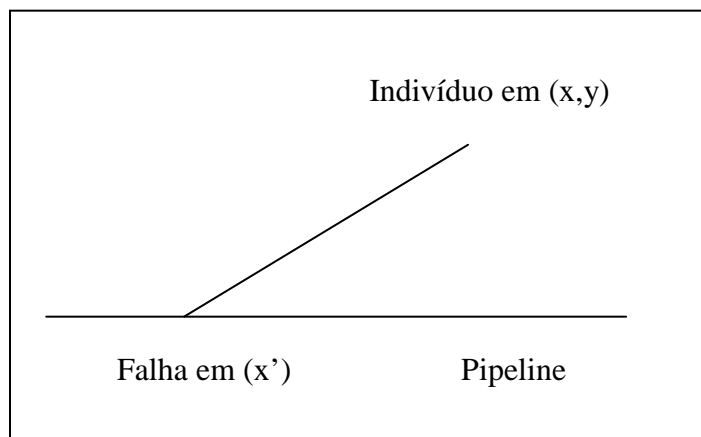


Figura 6.22 – Envolvente á falha: considerada no Risco Individual

Em geral a zona de eventual falha/avaria, é normalmente desconhecida, podendo esta ocorrer em qualquer ponto ao longo do traçado do *pipeline*.

Então, o Risco individual $I_R(x, y)$ no local (x, y) é dado por;

$$I_R(x, y) = \int_{-\infty}^{\infty} \overline{p_c(x, y | x')} p_f(x') dx' \quad (6.9)$$

Onde $p_f(x')$ é a probabilidade de ignição numa fuga de GN ocorrer entre (x') e $(x' + dx')$. A expressão (6.9) pode ter a forma de;

$$I_R(x, y) = \int_{-\infty}^{\infty} p_c(\sqrt{(x - x')^2 + y^2}) p_f(x') dx' \quad (6.10)$$

Ou em aplicações práticas,

$$I_R(x, y) = \int_{x-rH}^{x+rH} p_c(\sqrt{(x - x')^2 + y^2}) p_f(x') dx' \quad (6.11)$$

As expressões (6.10) e (6.11), representam a probabilidade por ano de um individuo presente no local (x, y) , transformar-se numa baixa (ser acidentado).

Para um dado tipo de zona, e para coordenadas fixas do *pipeline*, a probabilidade de uma falha e a subsequente ignição, é independente da localização da zona de ocorrência. Neste caso as equações (6.10) e (6.11), podem ter a forma simplificada;

$$I_R(x, y) = p_f \int_{-\infty}^{\infty} p_c(\sqrt{(x - x')^2 + y^2}) dx' \quad (6.12)$$

E,

$$I_R(x, y) = p_f \int_{x-LH}^{x+LH} p_c(\sqrt{(x - x')^2 + y^2}) dx' \quad (6.13)$$

Fazendo a substituição, $u = x - x'$, as expressões acima (6.12) e (6.13) transformam-se;

$$I_R(y) = p_f \int_{-\infty}^{\infty} p_c(\sqrt{u^2 + y^2}) du \quad (6.14)$$

E,

$$I_R(y) = p_f \int_{-LH}^{+LH} p_c(\sqrt{u^2 + y^2}) du \quad (6.15)$$

De onde se constata, que o Risco Individual é dependente só, da distância normal ao traçado do *pipeline*.

6.6.2 Risco Colectivo

Em situações onde a *pipeline* atravessa zonas de densidade populacional, em caso de acidente, múltiplas baixas podem acontecer, sendo por isso necessário calcular o Risco para a Sociedade local em causa.

O Risco Colectivo é geralmente expresso na forma de *Curvas F-N*, Figura 6.15, com o expectável número de baixas por ano (ou uma expectativa em valor – *EV*).

Do ponto de vista colectivo (a sociedade local), para uma falha ocorrendo no local (x''), de acordo com a Figura 6.23, o número expectável de baixas, $\bar{N}(x'')$, é dado pela expressão (6.16), abaixo escrita;

$$\bar{N}(x'') = \int_{-\infty}^{\infty} \int_0^{\infty} p_c(x, y | x'') \rho(x, y) dy dx \quad (6.16)$$

Onde $\rho(x, y)$ é a densidade populacional no local em causa (x, y), de acordo com a Figura 6.14 abaixo,

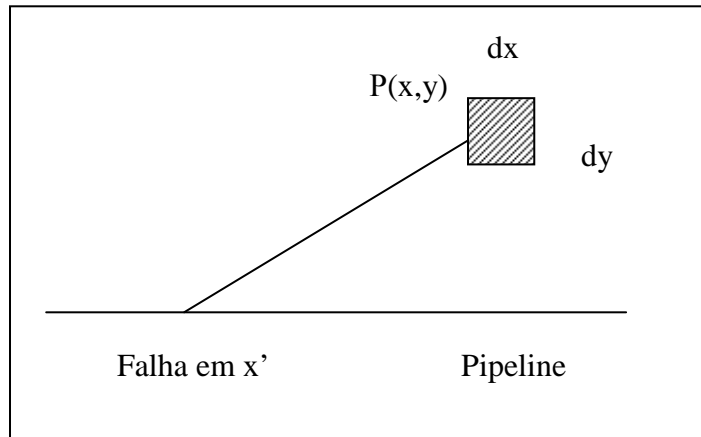


Figura 6.23 – Envolvente á falha: considerada no Risco Colectivo

Utilizando a equação (6.8), a expressão (6.16) transforma-se;

$$\bar{N}(x'') = \int_{-\infty}^{\infty} \int_0^{\infty} p_c(\sqrt{(x - x'')^2 + y^2}) \rho(x, y) dy dx \quad (6.17)$$

Ou em aplicações práticas,

$$\bar{N}(x'') = \int_{x''-L_H}^{x''+L_H} \int_0^{\sqrt{(x-x'')^2 + y^2}} p_c(\sqrt{(x-x'')^2 + y^2}) \rho(x, y) dy dx \quad (6.18)$$

A expressão (6.18) representa o número expectável de baixas, associadas com a falha ocorrida no *pipeline*, no local (x'').

Também aqui, a falha pode ocorrer em qualquer zona ao longo do traçado do *pipeline*, e para cada localização (x''), a frequência de ocorrência de uma fuga de GN com ignição e fogo $p_f(x'')dx$, pode ser determinada. Isto conduz a uma população de pares (f, \bar{N}) onde (\bar{N}) é obtido das expressões (6.17) e (6.18) e (f) é a frequência de ocorrência de (\bar{N}) baixas sendo igual a $pf(x'')dx''$.

Através do somatório adequado dos valores da frequência (f), para falhas ocorrendo entre dois locais (x_1) e (x_2), ao longo do traçado do *pipeline*, é possível representar o par de números na forma (F, \bar{N}), onde F é a frequência acumulada da ocorrência de (\bar{N}) ou mais baixas.

Transpor para um gráfico, o valor do logaritmo da frequência ($\ln F$), contra o valor do logaritmo da ocorrência ($\ln \bar{N}$), dá-nos um gráfico da *Curva F-N* para o caso estudado. Posteriormente comparando estes valores, com os valores dados por *Curvas F-N* normalizadas em Códigos Internacionais aplicáveis, determina-se o grau de aceitabilidade do Risco, para a Sociedade originada pela situação configurada no *pipeline*.

6.6.3 Avaliação do Risco

Após os níveis de Risco terem sido calculados, é importante determinar se são aceitáveis, através do confronto desses níveis, com um critério de aceitação.

Este critério pode ser definido pelo Operador do *pipeline* ou por uma Entidade Reguladora Governamental. No caso estudado, é seguido o Código *HSE – Health and Safety Executive* [6.8], que estabelece os níveis de Risco Individual aceitáveis, aqui referenciados na Figura 6.24.

As três regiões definidas no diagrama definem:

- . Região inaceitável, onde o Risco individual é maior do que 1 em 10000;
- . Região de aceitação comum, onde o nível de Risco está abaixo de 1 em 1000000;
- . Região entre estes limites, onde o Risco é tolerável, estando reduzido a um valor tão baixo quanto possível, zona *ALARP*.

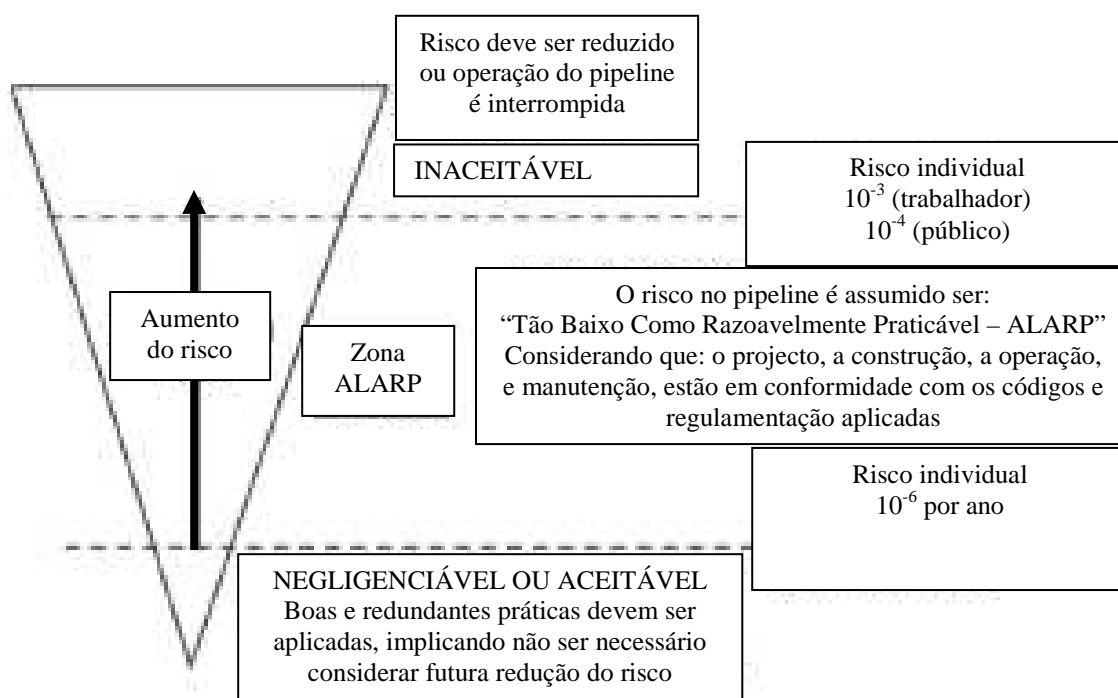


Figura 6.24 – Níveis de Risco Individual aceitáveis

Em contraponto á definição de Risco Individual, que é a probabilidade de um Individuo num local específico, transformar-se numa baixa (ser acidentado) com origem num perigo específico (situação de Risco). O Risco colectivo é definido como a relação entre a frequência de um acidente e o número de baixas que podem resultar, e é tipicamente representado como um gráfico de frequência de N ou mais baixas por ano versus N, geralmente referido como uma Curva F-N. Aqui representado na Figura 6.24, como Critério de Risco Colectivo, Curva F-N.

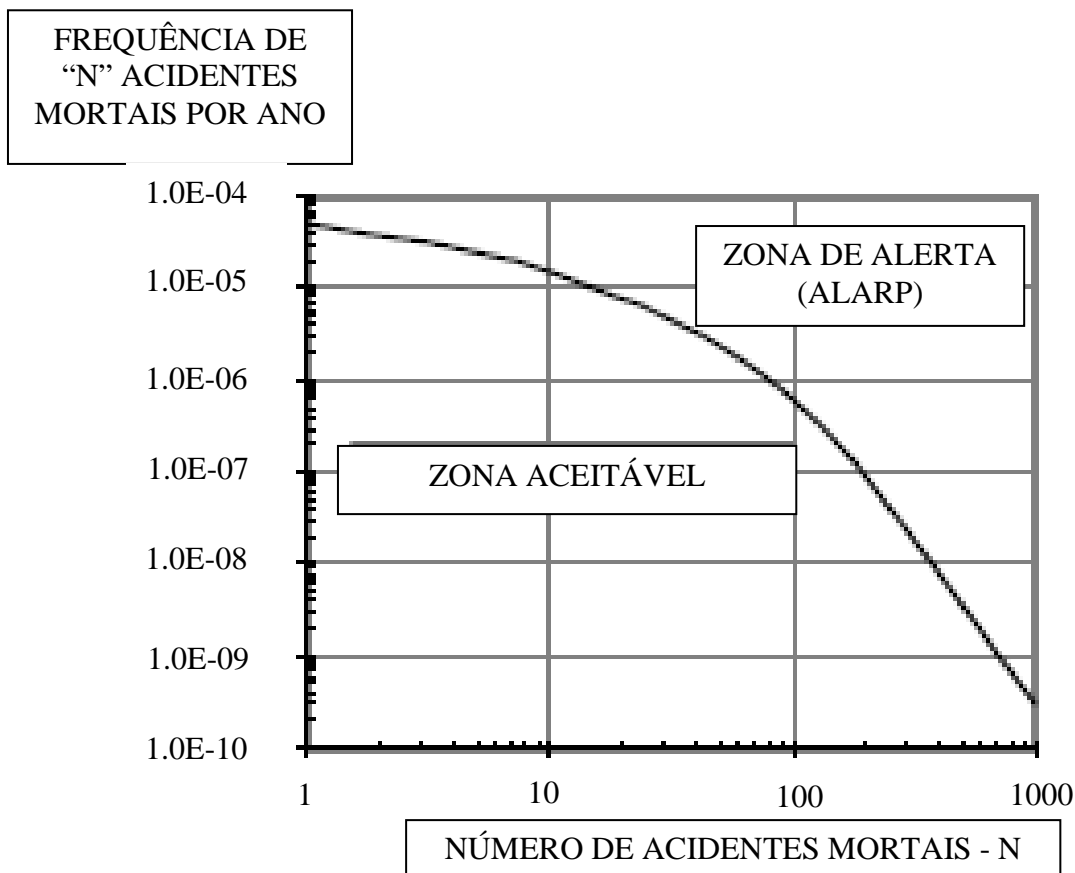


Figura 6.25 – Curvas F-N, critério de Risco Colectivo

Em comparação ao Risco Individual, a avaliação do Risco Colectivo, considera também o movimento das populações adjacentes ao traçado do *pipeline*, durante o dia.

Para situações de perigo linear, como é o resultante com um acidente num *pipeline*, onde um determinado número pessoas podem ser afectadas por um simples acidente, é comum utilizar o valor do Risco Individual para fazer estudos de projecção e avaliações genéricas e valores de Risco Colectivo para estudos de afectação em grupos de pessoas.

6.6.4 Plano de Emergência

Os elementos chave de um Plano de Emergência, aplicável a um pipeline de GN, na iminência de um colapso ou em situação de catástrofe, constam dos seguintes elementos, referenciados na Figura 6.26.

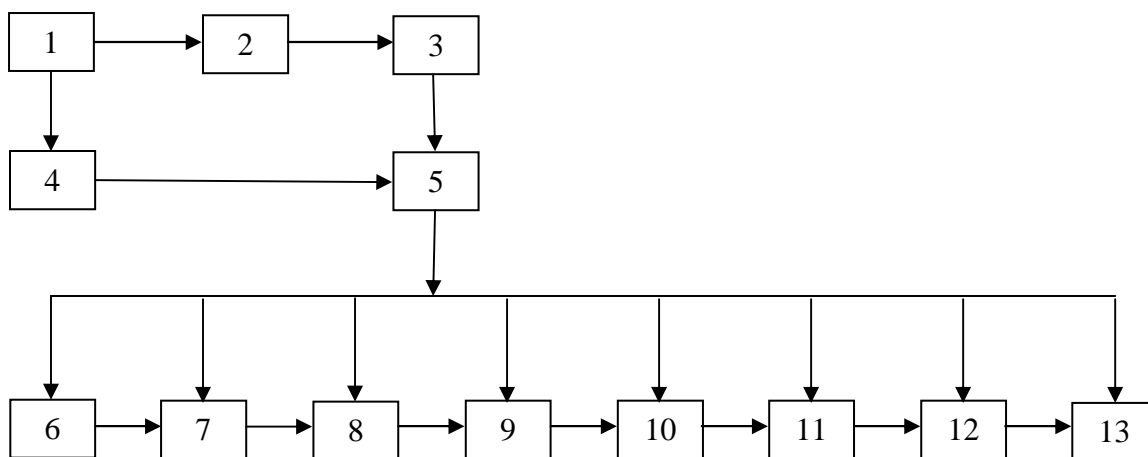


Figura 6.26 – Plano de Emergência

- 1 – Operador do *pipeline*. Notifica a Entidade Reguladora de um acidente grave no *pipeline*,
- 2 – Entidade Reguladora. Notifica as Autoridades Locais,
- 3 – Autoridades Locais. Entidade Coordenadora (p.e: Protecção Civil), prepara o Plano de como o acidente grave do *pipeline* deve ser combatido,
- 4 – Operador do *pipeline*. Providência toda a informação necessária (p.e: consequência da falha/avaria ao longo do traçado do pipeline, condições de operação, localização dos sistemas de controlo por válvulas e de emergência),
- 5 – Entidade Coordenadora. Em conjunto, com: Operador do *pipeline*, Entidade Reguladora e Autoridades Locais, estabelecem a coordenação na forma de uma Autoridade na Área do acidente,
- 6 – Informação de todos os eventuais Riscos,
- 7 – Protecção de pessoas e Ambiente,
- 8 – Integração e coordenação de toda a informação,

-
- 9 – Assistência Médica/Hospitalar e actuação dos Bombeiros,
 - 10 – Comunicação entre os Serviços de Emergência e o Centro de Controlo do *pipeline* e Autoridade Coordenadora,
 - 11 – Plano testado, adequado e revisto, todos os três anos,
 - 12 – Todos os Planos são escritos, actualizados e entregues a todos os intervenientes,
 - 13 – Recolha, tratamento e armazenamento em base de dados na Entidade Reguladora de todo o histórico do acontecimento.

6.6.5 Procedimentos de Emergência

Para a implementação no terreno de operações, do Plano de Emergência, é necessário estabelecer procedimentos, definir responsabilidades, especificar metodologias de trabalho, seleccionar recursos humanos e equipamentos, e aplicar a tecnologia adequada. Tudo isto de forma rápida, coerente, rigorosa e concertada no tempo. A Figura 6.27, apresenta de forma sucinta as componentes que configuram os Procedimentos de Emergência.

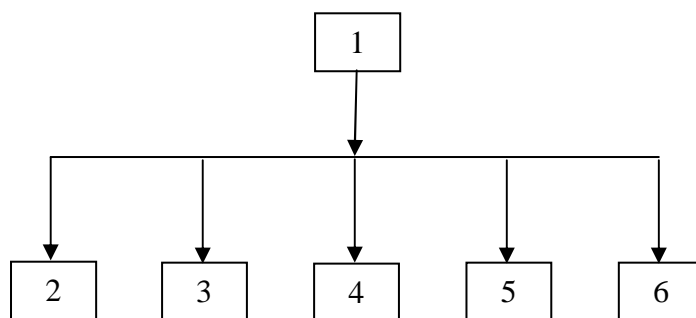


Figura 6.27 – Procedimentos de Emergência

- 1 – Procedimentos de Emergência para lidar com as Consequências de um grave acidente,
- 2 – Procedimentos específicos para cada tipo de acidente,
- 3 – Definição de quem faz, fazer o quê, quando, onde e como,
- 4 – Actualização de procedimentos, revisão e modificação se necessário,
- 5 – Procedimentos específicos para: tecnologia aplicável, equipamentos e recursos humanos,
- 6 – Procedimentos de Comunicação específicos e genéricos.

A prioridade estabelecida pelo Operador, na prevenção de um acidente no *pipeline* de GN, consubstancia-se na elaboração e implementação (quando necessário) de um Plano de Emergência, que possa responder a eventuais situações de ruptura e fuga de GN, ou mesmo situação de colapso do Sistema.

A existência de um Plano de Emergência implica a definição e implementação de acções concretas e precisas, por recursos humanos competentes e necessários, em tempo útil, com responsabilidades reconhecidas pelo Operador. Assenta este Plano em:

- . A mobilização de equipas multidisciplinares, para resposta rápida;
- . Procedimentos escritos individuais, para os elementos dessas equipas;
- . Estabelecimento de canais de comunicação necessários;
- . Mapas do traçado do *pipeline*, desenhos de construção, e esquemas de operação;
- . Procedimentos de emergência médica e contactos com Autoridades necessárias;
- . Planos e procedimentos de evacuação;
- . Relatórios de incidentes e comunicação.

Como referência a situações com potencial Risco, são apresentadas as Figuras 6.28, 6.29, 6.30, e 6.31, que traduzem de alguma forma, fases de resolução de uma situação que configurava uma possível catástrofe num *pipeline* de GN, devido a uma situação meteorológica atípica.



Figura 6.28 – Situação de catástrofe iminente de um *pipeline*



Figura 6.29 – Procedimento de emergência num *pipeline*



Figura 6.30 – Manutenção correctiva de um *pipeline*



Figura 6.31 – Reabilitação vs Disponibilidade de um *pipeline*

6.7 Comentários e Síntese

A análise de riscos industriais em geral e a de *pipelines* de GN em particular é da maior pertinência na actualidade, já que permite uma gestão de activos mais eficaz e segura, para além de permitir uma melhor convivência social com as populações eventualmente afectadas por uma situação de acidente potencial.

A aplicação de Metodologias de Análise de Risco de avarias, em Manutenção de *pipelines* de Transporte de GN, é aqui propostas sob a forma de um Modelo de Análise de Avarias.

Estas Metodologias, são baseadas na caracterização do Risco de Avaria, dando sequência aos modos de falha e seus efeitos, recorrendo para isso a inspecções, ensaios e procedimentos de engenharia adequados, com o objectivo de determinar a frequência da sequência de acontecimentos, que poderão configurar condições propiciadoras de eventuais fugas de GN e consequente impacto ambiental, degradação do *pipeline* e interrupção de abastecimento de GN aos consumidores.

As Metodologias de análise aqui estudadas identificam os principais factores – *eventos*, que contribuem para a ocorrência do Risco de Avaria, apontando também procedimentos conducentes à sua redução. O Modelo de Análise de Avarias, é também utilizado para determinar a fiabilidade da execução das alterações propostas para a minimização do Risco de Avaria sendo este medido qualitativamente tendo em consideração a sua gravidade.

Os passos a seguir na implementação das Metodologias de Análise de Avarias, são aqui descritos de forma a focar em particular, a *construção* do Modelo de Analise de Avarias, sendo este estruturado, de forma a permitir uma avaliação contínua do grau do Risco de Avaria, em função também dos novos dados que entretanto vão sendo observados nas inspecções e armazenados numa base de dados, durante o Ciclo de Vida do *pipeline*.

O Modelo, propõe-se ser uma ferramenta de apoio ao Operador na Gestão da Manutenção do *pipeline*.

As linhas de *pipeline* estudadas apresentaram um Risco baixo, uma vez que as deformações encontradas estão muita abaixo dos limites tidos como admissíveis para os casos analisados e que ainda se encontram longe dos valores de fissuração.

Capítulo VII

7 Considerações finais

Nesse trabalho foram feitas análises e avaliações sobre eventos que potenciam situações de fadiga e fractura, com o objectivo de avaliar a vida útil de *pipelines* como estrutura metálica, sujeita a carregamentos externos.

Neste tipo de estrutura metálica, constata-se que a norma mais aplicada é a *Americana ASME B 31.8.S (2001)*, nessa norma o tratamento da fadiga é feito no controle das tensões aplicadas, com o conceito de vida útil.

O enfoque para o tratamento do problema, aplicando o conceito de vida útil, através das técnicas da Mecânica da fractura e Metodologias de fiabilidade.

Também se empregam metodologias para avaliação de fracturas, tal como as expostas na *BS 7910 (2001)*, estas continuam a usar o mesmo procedimento acima citado, e por outro lado, ajustando de acordo com a necessidade, procedimentos de *fitness for purpose API RP 579*, para avaliar se uma fractura é ou não estável, e se afecta a estabilidade da estrutura como um todo (adequada a sistemas estruturais, onde é necessário evitar a paragem de funcionamento, por ser economicamente inaceitável, p.e: *pipelines*).

A aplicação da Mecânica da Fractura, para avaliar vida útil de *pipelines*, ou a sua vida restante em serviço, (com a limitação de definir o defeito inicial, defeito este que pode até nem existir e só aparecer ou se nuclear por fadiga), é complementada por métodos numéricos, para uma melhor caracterização de avarias por fracturas. No presente trabalho foram aplicados os programas por elementos finitos: *ABAQUS* e *NASTRAN*. Tendo sido constatado boa conformidade nos resultados obtidos, considerando os valores anteriormente obtidos experimentalmente, no Modelo Mecânico de ensaios.

No campo da análise estática de estruturas como os *pipelines*, foram realizados avanços importantes em várias pesquisas, porém existem ligeiras divergências entre os resultados numéricos e os obtidos experimentalmente. Esse tipo de problema pode ser controlado, se a partir da data de entrada do *pipeline* em serviço for feita a monitorização da sua condição estrutural, que permite ajustar os Modelos numéricos e a Análise experimental, através da proposta de aplicação de um Programa de Manutenção ao pipeline assente em metodologias de análise e avaliação de avarias – *RBI*.

As limitações principais das metodologias empregadas na avaliação de vida útil em serviço ou operação, estão relacionadas como a seguir se apresenta:

-
- . A dispersão de dados sobre comportamento metalúrgico do material;
 - . A inexistência de um procedimento para determinar o crescimento de fracturas;
 - . O carácter aleatório de aparecimento das fracturas na micro estrutura do material;
 - . Existindo a possibilidade de modelar danos por fracturas, estes apresentam resultados inconclusivos;
 - . Assim o processo depende fundamentalmente, de uma Metodologia que permita uma avaliação contínua, através de um Programa *RBI* estruturado de forma a permitir ajustar previsões permanentemente, da estabilidade estrutural do *pipeline*.

7.1 Discussão

. Teceram-se comentários e conclusões, de acordo com as limitações do presente trabalho, sobre as abordagens para tratar o problema de fracturas em *pipelines*, como eventos de falha/avaria, potenciadas por carregamentos externos, os meios tecnológicos existentes de sua detectabilidade, para poder realizar os estudos necessários á determinação da vida útil de *pipelines*, assim como as limitações existentes para a aplicação dessas metodologias.

. Apresentaram-se propostas de abordagens, em que é necessário um aprofundamento em futuros trabalhos de pesquisa, para a natural e necessária evolução do estado da arte, sobre o problema do controlo da condição estrutural de *pipelines* sujeitos a carregamentos externos, que possam configurar situações de fadiga e ou fractura, potenciando um eventual colapso do *pipeline*.

7.2 Perspectivas de trabalhos futuros

- Propostas de futuros desenvolvimentos em trabalhos de pesquisa:

. O desenvolvimento do Programa de análise e avaliação da condição estrutural de *pipelines*, através da aplicação de Metodologias de Manutenção baseado em procedimentos aplicáveis tipo *RBI*, com inspecções por meios não destrutivos, *intelligent pig* e monitorização no terreno (potenciómetros ligados á estrutura do pipeline, em sectores do traçado deste, previamente estabelecidos) da evolução dos eventos potenciadores de falha/avaria detectados;

. Estudos sobre análise dinâmica (no domínio do tempo), desenvolvidos em Modelos elaborados que permitam observarem o comportamento real, ajustado por estudos experimentais de *pipelines* em funcionamento;

. Usar espectros de tensões simulados, seja por métodos de Montecarlo ou apenas através de parâmetros estatísticos, em modelos do tipo Weibull ou Lognormal, junto com a medição de tensões máximas, obtidos de estudo experimentais;

. A realização de ensaios em quantidade adequada para a criação de curvas S-N, para poder tratar o fenómeno de fadiga através do uso de regras de dano acumulado;

. A procura de informação sistematizada que permita um cálculo quantitativo efectivo do Risco envolvido por cada situação de falha potencial, baseado no tempo para a rotura do *pipeline* e que permita o estabelecimento de prazos optimizados entre inspecções baseados na evidência.

Bibliografia

- [1.1] *American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8 (2003): Gas Transmission and Distribution on piping systems*, Philadelphia/New York, U.S.A.
- [1.2] *The European Natural Gas Network (2006)*: London, U.K.
- [1.3] **REN-Gasodutos (2002)**: Lisboa, Portugal. *ENAGAS (2002): Madrid, Espanha.*
- [1.4] *Regulamento Técnico de Projecto, Construção, Exploração, Manutenção de Gasodutos de Transporte de gás natural (1994)*: Lisboa, Portugal.
Gas supply systems (1994): Gasodutos com pressões de serviço superior a 16 bar, Norma Europeia, EN 7594, Lisboa, Portugal.
Projecto de Transporte de gás natural, Transgas, Lisboa, Portugal (1994).
American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8 (1994): Gas Transmission and Distribution on piping systems, Philadelphia/New York, U.S.A.
ISO 9001 (1994): International Standard Organization-*Quality system; model for quality assurance in design, development, production, installation and service.*
ISO 14001 (1994): International Standard Organization-*Environmental management systems.*
- [1.5] **REN - Gasodutos (2001)**: Lisboa, Portugal.
- [1.6] **REN - Gasodutos (2001)**: Lisboa, Portugal.
- [1.7] *American National Standard Institute, ANSI B 16.34 (2003): Valves, flanged, threaded and welding end*, Philadelphia, U.S.A.
- [1.8] **REN-Gasodutos (2005)**: Lisboa, Portugal, *Pipeline case study.*
- [1.9] **NESSIN, M.A., FULGEM, M., MURADALI, A. (2001): Influence of higher design factor on structural integrity of X70 and X80 pipelines, Pipeline Research Council International, C-FER Report L098056, Houston, USA.**
- [1.10] **DARCIS, P., RECHO, N., LANSEN, T. (2004): A fracture mechanics approach for crack growth in weld joints with reference to BS 7910**, European Conference of fracture, Sweden.

-
- RICHARD K.G. (1997):** *Brittle fracture of welded structures*, Institute International of Welding, IIW, Cambridge, U.K.
- [1.11] **DOLBY R. E (1996):** *COD and CHARPY V test data correlation and the influence on welding*, Institute International of Welding, IIW, Cambridge, U.K.
- American Welding Society, AWS A 3.0 (2002): Standard welding terms and their definitions.* New York, U.S.A.
- [1.12] *Limitações ao direito de propriedade na área onerada pela servidão de gás, Dec.Lei 11/94 (1994),* Lisboa, Portugal.
- American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8 (2003): Gas Transmission and Distribution on piping systems, Philadelphia/New York, U.S.A.*
- [1.13] **GOODLING, E.C (1994):** *Principals of Structural Performance of Buried Pipes*, Ohio, U.S.A.
- American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8 (2003): Gas Transmission and Distribution on piping systems, Philadelphia/New York, U.S.A.*
- [1.14] **BEEN, J., R, EADIE.,R, SUTHERBY (2004):** *The role of stress intensifiers in near neutral pH corrosion fatigue of line pipe*, National Association of Corrosion Engineers, NACE (2002), Houston, USA.
- National Association of Pipe Coating Applicators, NAPCA (2002):* Houston, U.S.A.
- [1.15] *American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8 (2003): Gas Transmission and Distribution on piping systems, Philadelphia/New York, U.S.A.*
- [1.16] **MOURA BRANCO C.A.G, AUGUSTO FERNANDES, TAVARES de CASTRO P.M.S. (1999):** *Fadiga de estruturas soldadas*, Lisboa, Portugal.
- PARIS, P. C., (1962):** *The growth of cracks due to variations in load*, Ph.D. Dissertation, Lehigh University, U.S.A.
- American Society of Mechanical Engineers, ASME V (2002): Non-Destructive Testing*, New York, USA.
- American Petroleum Institute, API 1104 (2002): Standard for welding pipeline and related facilities*, Washington.

-
- ROTHWELL, A.B (2000):** *Fracture propagation control for gas pipelines- Past, present and future, Pipeline Technology, Vol. 1, pp. 387-405.*
American Society of Mechanical Engineers, ASME V (2002): Non-Destructive Testing, New York, USA.
American Petroleum Institute, API 1104 (2002): Standard for welding pipeline and related facilities, Washington.
- MAKINO, H., SHIWAKU, T., ENDO, S., KUBO, T., (2001):** *Prediction for crack propagation and arrest of shear fracture in high pressure natural gas pipelines, ISIJ International, Vol. 41, No. 4, pp. 381-388.*
American Society of Mechanical Engineers, ASME V (2002): Non-Destructive Testing, New York, USA.
American Petroleum Institute, API 1104 (2002): Standard for welding pipeline and related facilities, Washington.
- [2.1] **NESTLEROTH, B., DENNY, S. (2000):** *Pipeline Integrity Research Committee, Battelle Memorial Institute, American Gas Association, AGA, Ohio, U.S.A.*
- [2.2] **LEIS, B.N, FORTE, T.P, ZHU, X (2004):** *Integrity analisys for dents in pipeline. International Pipeline Conference, Calgary, Canadá. Battelle Memorial Institute, Ohio, USA.*
- [2.3] **KIEFNER, J. F., et al. (2001):** *Analysis of pipeline incident data. Pipeline Research Council International, London, UK.*
Battelle Memorial Institute, Ohio, USA.
- [2.4] **COSHAM, A., HOPKINS, P (2004):** *The pipeline defect assessment manual, IPC02-27067, International Journal of Pressure Vessels and Piping, 81, pp. 127-139.*
European Gas Pipeline Incident Data Group - EGIG (2003): Reporting natural gas pipeline incidents 1984-2001.
- [2.5] **BELLER, M., (2002):** *Technologies in the on-line Inspection of pipelines, B. J. Inspection Calgary, Canada.*
- [2.6] **MILLER, S., WESTWOOD, S.T (2005):** *Determining corrosion growth utilized pipeline in-line inspection techniques, NACE International Conference, Houston, USA.*

-
- BEAVERS, J. A., DURR, C. L., DELANTY, D. M., (2001):** *Crack propagation in susceptible soil environments, Corrosion 2001, 01217, Houston, USA.*
- [2.7] **BEEN, J., SUTHERBY, R., KING, F. (2004):** *Environmentally assisted cracking of pipeline steels in near-neutral pH environments, International Conference on Environment-Induced Cracking of Metals, Banff, AB, Elsevier in press.*
- ASME Modified B 31.G (RSTRENG), (2002):** *Manual for determining strength of corroded pipelines, New York, USA*
- [2.8] **ZAHOOOR, A.,(1999):** *Ductile fracture handbook, Volume 1, Circumferential through-wall cracks, EPRI NP-6301-D, Power Research Institute, Palo Alto, USA.*
- ANON, (2001):** *An assessment of measures in use for gas pipelines to mitigate against damage caused by third party activity-Research Report 372/2001, HMSO, London.*
- [2.9] **NORONHA et al (2005):** *The use of B-Spines in the assessment of strain levels associated with plain dents, International Conference ASME, Calgary, Canada.*
- RICE, J.R., (1974):** *Limitations to small scale yielding approximation for crack tip plasticity – Journal of Mechanical Physics and Solids, Vol.22.*
- [2.10] **SHAMBLIN, T. (2002):** *Columbia Gas Practices and Experiences using Magnetic Flux Leakage pig, Houston, U.S.A.*
- BATTELLE MEMORIAL INSTITUTE and SOUTHWEST RESEARCH INSTITUTE, (2000):** *Gas Research Committee, Ohio, USA.*
- [2.11] **CHOLOWSKYY, S., WESTWOOD, S. (2004):** *Tri-axial sensors and 3-Dimensional magnetic modeling of defect sizing from MFL signals, NACE International Conference, Victoria, Canada*
- [2.12] **THOMPSON, N. G., COULSON, K.,E. (2003):** *External stress corrosion cracking of underground natural gas pipelines, NACE, International Conference Houston, USA.*
- [2.13] **GRIMES, K. (2004):** *Pipeline Research Committee, American Gas Association, AGA, Houston, U.S.A. Battelle Memorial Institute, Ohio, and*

-
- U.S.A. **ROSENFELD, M. J. (2004):** *Investigating mechanical damage anomalies on Trans-Alaska pipeline*, ASME, USA.
- [2.14] **ANON, (1999):** *DNV Recommended practice for corroded pipelines*, DNV RP-F101, Det Norske Veritas, Norway.
- National Association of Corrosion Engineers, NACE (2002):* Houston, USA.
- National Association of Pipe Coating Applicators, NAPCA (2002),* Houston, U.S.A
- [2.15] **HARLE, A. B., MARR, E. J. (2000):** *Effects of external stress corrosion on petroleum and natural gas pipelines*, American Petroleum Institute, **API**, USA.
- [2.16] **KIEFNER, JOHN, et. al. (2003):** *Effectiveness of preventing means from pipeline corrosion failures*, GRI-02-0050, NACE International Conference Houston, USA.
- [2.17] **SOARES, J. R. (2005-06):** *Monitorização no terreno, da Base de dados de Inspeções do pipeline da REN-Gasodutos*, Lisboa, Portugal.
- [2.18] **SOARES, J. R. (2005):** *Base de dados de Inspeções do pipeline da REN-Gasodutos*, Lisboa, Portugal.
- [2.19] **SOARES, J. R. (2006):** *Base de dados de Inspeções do pipeline da REN-Gasodutos*, Lisboa, Portugal.
- [3.1] **MOURA BRANCO, C.A.G. (1998):** *Mecânica dos Materiais*, Lisboa, Portugal.
- American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8, (2003):* *Gas Transmission and Distribution on piping systems*, Philadelphia/New York, U.S.A.
- Projecto de Gas Natural, (2000):* REN-Gasodutos, Lisboa, Portugal.
- [3.2] *American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8, (2003):* *Gas Transmission and Distribution on piping systems*, Philadelphia/New York, U.S.A.
- Projecto de Gás Natural, (2000):* REN-Gasodutos, Lisboa, Portugal.
- [3.3] **GOODLING, E. C. (1994):** *Buried piping-an analyses procedure up date*, Ohio University, U.S.A.
- COSTA JOÃO, NUNO MARTINS, (1997):** *Estudo do comportamento sísmico de condutas de gas enterradas*, I.S.T, Lisboa, Portugal.

-
- American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8, (2003): Gas Transmission and Distribution on piping systems, Philadelphia/New York, U.S.A*
- [4.1] *American Society for Testing Materials ASTM A381, (2002): Standard specification for metal arc welded steel pipe for use with high pressure transmission service, Philadelphia, U.S.A.*
- [4.2] *American Society of Welding AWS D1.1, (2002): Structural welding Steel Code, Miami, U.S.A.*
- [4.3] *DOLBY, R. E, (1999): Cod and Charpy V test data correlation, Institute International of Welding, IIW, Cambridge, U.K.*
American Society for Testing Materials ASTM A370, (2002): Standard methods and definitions for mechanical testing of steel products, Philadelphia, U.S.A.
- [4.4] *RICHARD, K. G, (1999): Brittle fracture of welded structures, Institute International of Welding, Cambridge, U.K.*
American Society for Testing Materials, ASTM A370, (2002): Standard methods and definitions for mechanical testing of steel products, Philadelphia, U.S.A.
- [4.5] *NESTLEROTH, B., (2001): Relationship between apparent Charpy V and DWTT and corresponding crack propagation resistance - Pipeline Integrity Research Committee, Battelle Memorial Institute, American Gas Association, AGA, Ohio, USA.*
- [4.6] *EIBER, R. J., GILROY-Scott, A., LEIS, B.,(2000): EPRG Recommendation for crack arrest toughness for high strength line pipe steel, Houston, U.S.A.*
MAXEY, W.A., KIEFNER, J.F., (2002): Brittle fracture arrest in gas pipelines – American Gas Association, Philadelphia, U.S.A.
PILKEY, W. D., (2000): Petersons Stress Concentration Factors, John Wiley Sons, New York, U.S.A.
- [4.7] *DOLAN, T.J.,(1970): Procedure Failures - A Philosophy for material selection and simulated service testing, SESA.*
GONÇALVES, J. P., CASTRO, P.T.de, (1972): Determinação de factores de intensidade de tensões em fendas de penetração parcial em placas ou cascas, FEUP, Portugal.

-
- [4.8] **RICE, J.**, (1972): *Line Spring*.
- [4.9] **RAJU e NEWMAN**, (1979): *Elementos finitos sólidos na determinação de factores de intensidade de tensões*.
- [4.10] **CARPINTIERI, A., BRIGHENTI, R.**, (1998): *Part-through cracks in pipes under cyclic bending*, *Nuclear Engineering and Design*.
- [4.11] **Sandvick Institute Research**, (2004): *Austenitic Steel Materials*, Sweden.
- [5.1] **SOARES, J. R.**, (2005-06): *Modelo experimental: Previsão de cargas de colapso de tubos enterrados*, ISQ, Lisboa, Portugal.
- RINEHART, A. J., KEATING, P. B.**, (2002): *Length effects on fatigue behavior of longitudinal and circumferential pipeline dents*, *International Pipeline Conference*, Calgary, Canada.
- [5.2] **TIMOSHENKO, S., KRIEGER, R. W.**, (1958): *Theory of plates and shells*, New York, U.S.A.
- COATS, R. C., COUTIE, M. G., KONG, F. K.**, (1980): *Structural Analyses and Design*, New York, U.S.A.
- [5.3] **MÁRIO A.P.VAZ**, (2007): *Análise Experimental de Tensões*, Curso de Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica, DEMEGI-FEUP.
- WILLIAMS, M. L.**, (1997): *On the stress distribution at the base of stationary crack*. *ASME Journal of Applied Mechanics*, New York, U.S.A
- WATKINS REYNOLD**, (1997): *Principals of structural performance of buried pipes*, Utah University, U.S.A.
- American Association of State Highway and Transportation*, (1996): **AASHTO** – *Standards Specifications for fatigue evaluation of steel structures*, U.S.A.
- British Standards 5500**, (1996): *Specification for unfired fusion welded pressure vessels*, London, U.K.
- EUROCODE 3-9**, (2001): *Design of Steel Structures, Fatigue Strength of steel rules*, Brussels, Belgium.
- [5.4] **MILLARD, A., ROCHE, R.**, (1984): *Elementary Solutions for the Propagation of Ovalization along Straight Pipes and Elbows*, *International Journal of Pressure Vessels and Piping*, Vol. 16.
- MELO, F.Q., CASTRO, P.T.**, (1996): *Propagação de ovalização ao longo da geratriz de um tubo com distorção de bordo*, FEUP, Portugal.

-
- ZAHOOOR, A., (1999):** *Ductile fracture handbook – Circumferential wall cracks, Mechanical Power Research Institute, Palo Alto, U.S.A.*
- TAKAHASHI, Y., (2002):** *Evaluation of leak-before-break assessment methodology for pipes with circumferential wall crack – stress intensity factor and limit load solutions, Tokyo, Japan.*
- [5.5] **BOOKER, D. C., (2003):** *Numerical Modeling of Pipeline Puncture under excavator Loading Development and Validation of a Finite Element Material Failure Model for Puncture Simulation, International Journal Pressure and Vessels and Piping.*
- FEODOSSIEV, V.(1971):** *Resistence des Materiaux, Ed. MIR, France*
- Abaqus, Users Manual, version 6.5, (2005):* Hibbitt, Karlsson and Sorenson
- SKALLERUD, B., BERG, E., (2005):** *Two parameter fracture assessment of surface cracked cylindrical shell during collapse, Engineering Fracture Mechanics, In press.*
- NORONHA, D. B. Jr., MARTINS, R., JACOB, P. B.,(2005):** *The use of B-Splines in the Assessment of Strain Levels with Plain Dents, ASME, U.S.A.*
- ROSENFELD, H. J., LEWIS, J. W., (2002):** *K-Basis for new criteria in ASME B 31.8S for prioritization and repairs of mechanical damage, International Conference, Calgary, Canada.*
- [6.1] *American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8S, (2004): Managing System Integrity of Gas Pipelines, New York, U.S.A.*
- [6.2] *American Petroleum Institute, API 580, (2004): Risk-based Inspection, Washington, U.S.A.*
- SOARES, J. R, FERREIRA, L. A, MELO, F.Q., (2005):** *Construção e Manutenção de Gasodutos de gas natural em Redes de Transporte em alta pressão, 4º Congresso Luso-Moçambicano de Engenharia, Universidade de Maputo, Moçambique.*
- Petroleum and Natural Gas Industries ISO/CD 16 708, (2005): Pipeline Transportation Systems Reliability Based Limited State Methods.*
- [6.3] **NESTLEROTH, B., STEPHENS, D., (2003):** *Pipeline Integrity Research Committee, Pipeline Integrity Management in High Consequence Areas-Gas Transmission Pipelines, Final Rule 49 CFR, Department of Transportation,*

Battelle Memorial Institute, Ohio, American Gas Association, AGA, Houston, U.S.A.

[64] *American Petroleum Institute, API 579 (2006): Fitness for Purpose Assessment, Washington, U.S.A*

[6.5] *SOARES, J. R, FERREIRA, L.A.,VAZ, MELO, F. :(2008): Analysis of the stress state in NG-buried pipes subjected to surface loads, trabalho submetido para publicação á STRAIN.*

American National Standards Institute, American Society of Mechanical Engineers, ANSI/ASME B 31.8: 841.243 Dents,(2004).

[6.6] *SOARES, J. R, (2006-2007): Implementação de um Programa de Manutenção de pipelines, potenciando a Segurança vs Disponibilidade, REN-Gasodutos, Lisboa, Portugal.*

[6.7] *ACTON, M. R., HANKINSON, B. P., COLTON, J. D.,(2000): A full-scale experimental study of fires following the rupture of natural gas pipelines, ASME, New York, U.S.A.*

STEPHENS, M. J., LEWIS, K., MOORE, K. D., (2002): A model for sizing high-consequence areas associated with natural gas pipeline, ASME, New York, U.S.A.

ANON, (2005): Regulatory Benchmark for control of Major Hazards involving pipelines, Pipeline Safety Instrument European Commission, Bruxells.

An assessment of Measures in Use for Gas Pipelines Mitigate against Damage caused by Third Party Activity, (2004): Health and Safety Executive, HSE, London, U.K.

Anexos

Anexo A – Características dos materiais dos tubos

[A.1] Características químicas e mecânicas dos materiais utilizados nos *pipelines* da *REN-Gasodutos*, que são objecto do nosso estudo.

Os materiais aplicados no *pipeline* da *REN Gasodutos* têm os seguintes requisitos:

- Composição química (em %) dos tubos de *pipelines*

Elementos	Grau X65	Grau X70	Grau X80	Grau X100
C	0,040	0,073	0,043	0,076
Mn	1,220	1,580	1,870	1,950
Si	0,450	0,450	0,450	0,460
V	0,080	0,100	0,100	0,100
Mo	0,050	0,180	0,270	0,240
Nb	0,040	0,070	0,070	0,075
Ni	0,020	0,022	0,025	0,500
Cr	0,010	0,015	0,019	0,022
Ti	0,015	0,014	0,017	0,016
Cu	0,020	0,019	0,019	0,018
S	0,016	0,020	0,020	0,005
P	0,010	0,025	0,025	0,008
Carbono equivalente				
Máximo Ceq	0,279	0,384	0,407	0,490

- Limite de elasticidade nos aços X70 e X80

X70	X80
Minima	Minima
482 MPa	551 MPa

– Ensaio de resiliência *Charpy-V* nos aços X70 e X80

X70	X80
Minima	Minima
565 MPa	620 MPa

– Composição Química (%) dos aços X 65-70-80-100

<i>Pipeline</i>	C	Mn	Mo	Ti	Ceq	Pcm
X65	0,040	1,220	0,050	0,015	0,279	0,144
X70	0,073	1,580	0,180	0,014	0,384	0,178
X80	0,043	1,87	0,27	0,017	0,407	0,197
X100	0,076	1,95	0,24	0,016	0,490	0,220

- Tensão de rotura dos aços X 70-80-100

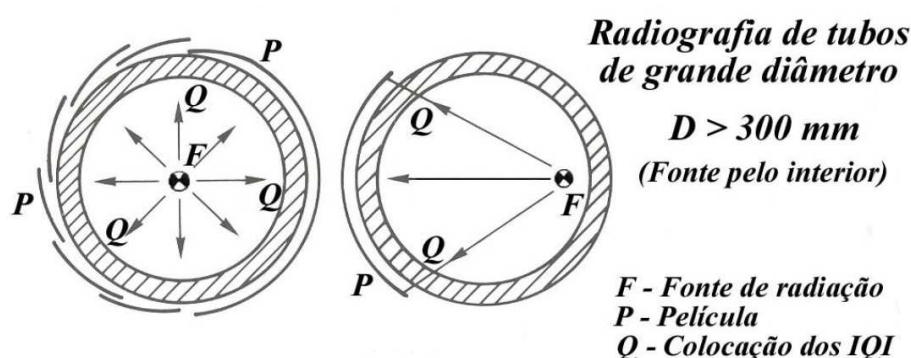
Forma	Direcção	Grau	Rm (Mpa)	Rt (Mpa)	A (%)	Limite de Elasticidade(%)
<i>Pipeline</i>	Transversal	X70	671	547	44,00	9,19
		X80	733	610	37,80	6,69
		X100	805	700	32,50	4,85
	Longitudinal	X70	643	543	44,20	9,05
		X80	710	613	39,40	7,30
		X100	730	636	30,00	5,07

Anexo B - Ensaaios não destrutivos

[B.1] Descrição sumária das particularidades e procedimentos dos ensaios não destrutivos por radiografia (utilizando radiação gama) às soldaduras dos tubos do *pipeline* estudado, assim como a classificação dos defeitos de soldadura.

- Inspeção por ensaios radiográficos por: *gamografia*

São utilizadas películas radiográficas de grão fino com ecrã de chumbo da dimensão do perímetro do tubo a controlar. A densidade da soldadura radiografada está compreendida entre 1.8 e 3, e a qualidade de imagem estão em conformidade com a *ISO/1027*. A fonte energética para radiação é o *iridium 192*. A classificação das soldaduras radiografadas é feita de acordo com a *API 1104*. Na eventualidade de *fissuras*, as soldaduras não são reparadas, sendo a secção do tubo cortada radialmente. A técnica radiográfica é a da dupla exposição panorâmica, com a fonte de radiação localizada centralmente no interior do tubo e a película fixada exteriormente, de forma radial, na parede do tubo.



- Procedimento de ensaios radiográficos

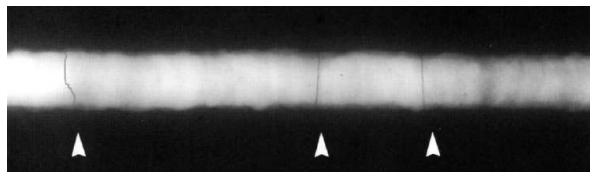
Fontes de radiação gama

Cobalto 60
Período de meia vida - 5,3 anos;
Aplicação - aço de forte espessura (50 a 150 mm)

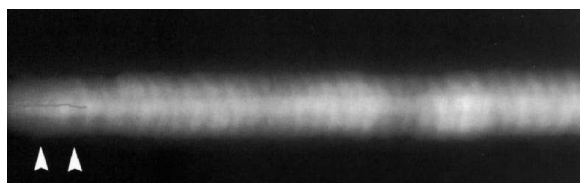
Irídio 192
Período de meia vida - 74 dias;
Aplicação - aço de médias espessuras (10 a 100 mm)

Túlio 170
Período de meia vida - 129 dias;
Aplicação - aço de espessuras de 2 a 12 mm

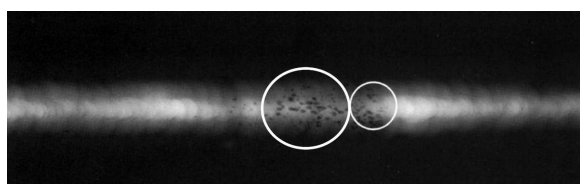
- Fontes de radiação gama empregues nos ensaios radiográficos



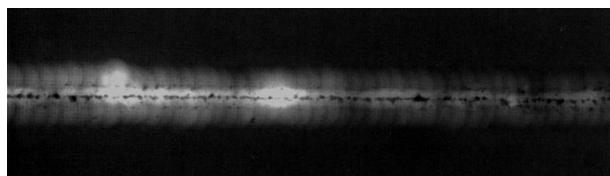
- Película radiográfica identificando uma fissura transversal



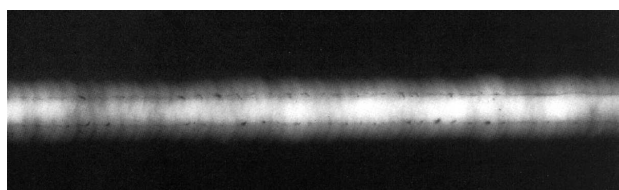
- Película radiográfica identificando uma fissura longitudinal



- Película radiográfica identificando ninhos de poros



- Película radiográfica identificando poros lineares



- Película radiográfica identificando falta de fusão



- Ensaio radiográficos ao *pipeline*, Setúbal



Ensaaios realizados a soldadura topo-a-topo

O LABEND realizou ensaios a uma soldadura topo-a-topo com 9 mm de espessura em tubagem de 20".

Foram realizados ensaios de radiografia e ultrasons no fabrico da soldadura e após a aplicação das cargas na tubagem.

Radiografia

Foram realizadas duas radiografias antes e após a aplicação de cargas. Os ensaios foram realizados de acordo com o código asme parte v capítulo ii. A primeira radiografia revelou a existência de defeitos intencionalmente colocados na soldadura: porosidade, faltas de fusão, falta de penetração e escórias. A grande maioria destes defeitos são inaceitáveis a luz do código de interpretação api 1104. (ver rel. 01RI)

A segunda radiografia realizada após a aplicação de cargas não revela a evolução de qualquer defeito existente.

Ultrasons

Foi realizado ensaio de ultrasons para pesquisa de defeito de evolução tipo fissura. Não foram encontradas quaisquer defeitos deste tipo que pudessem ter evoluído a partir dos defeitos já existentes. (ver Rel. 01US). O ensaio de ultrasons foi realizado de acordo com o código ASME sec. V artigo 5 e o critério utilizado foi a pesquisa de indicações tipo fissura.



LABEND - Laboratório de Ensaios Não Destrutivos
LABEND - Non Destructive Testing Laboratory

IPAC
acreditação

L0050
Ensaios

RELATÓRIO DE CONTROLE RADIOGRÁFICO
RADIOGRAPHIC INSPECTION REPORT

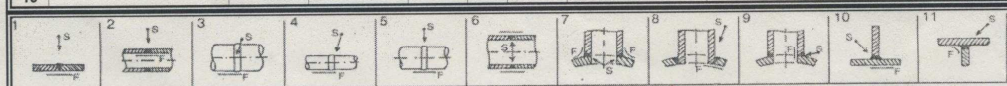
Obra Nº: Job N.	Relat. Nº: Report N.	01RI	Cliente: Client	ISQ	Página: Page	1/1
--------------------	-------------------------	------	--------------------	-----	-----------------	-----

Designação da peça / Test specimen	Tubo				
Material	A.C.	Trat. Térmico Heat Treatment	—	Espessuras Thicknesses	9,52 mm
				Processo de fabrico Fabrication Process	—

CONDIÇÕES DE ENSAIO / TESTING CONDITIONS:

Equipamento Equipment	Raios γ	RIG-20	Tipo de filme / Classe Film type / Class	AGFA D3 / C2	Procedimento / Critério Procedure / Accep. Criteria	ASME V/ API 1104
Pos. Fonte Source position	6		Dimensão / Actividade Size / Activity	4,24mm/84Ci.min	Posição do IQI IQI position	Fonte
Cat. Ensaio Testing class	B		Sensibilidade / nº fio Sensitivity / wire n.	FE 10 EN W14		

Qt.	Ref. Peça / Soldadura Specimen / weld ref.	Local Place	Soldador Welder	DFE	D	Fio IQI IQI wire	Interpretação Interpretation	Decisão Decision	Reparar Repair
1	T1	105-115	—	254	2.54	W14	P,HB	+	105-115
2	"	302-304	—	"	"	"	HB	+	302-304
3	"	351-400	—	"	"	"	P,HB,IU	+	351-400
4	"	453-530	—	"	"	"	P,IP,IF	+	453-530
5	"	551-600	—	"	"	"	P,HB	+	551-600
6	"	750-752	—	"	"	"	HB	/	
7	"	825-875	—	"	"	"	P,HB	+	825-875
8	"	950-955	—	"	"	"	HB	/	
9	"	980-985	—	"	"	"	HB	/	
10	"	1185-1200	—	"	"	"	HB	+	1185-1200
11	"	1235-1265	—	"	"	"	P,HB	+	1235-1265
12	"	1355-1370	—	"	"	"	P,HB	+	1355-1370
13	"	1405-1430	—	"	"	"	P,HB	+	1405-1430
14	"	1458-1500	—	"	"	"	P,HB	+	1458-1500
15	"	1530-1540	—	"	"	"	HB	+	1530-1540
16									



Observações:
Observations:

Operador Operator	Artur Santos	Controlador Inspector	Artur Santos	Responsável Responsible	J. Velhinho
Local Place	ISQ	Nível Level	II	Nível Level	III
Nível Level	II	Data Date	3 / 10 / 2007	Data Date	3 / 10 / 2007

Decisão / Decision: (Os resultados do ensaio referem-se exclusivamente aos itens ensaiados / The results only concern to the tested items)

Bom Good	—	Aceitável Acceptable	/	Reparar Repair	+	Bom após reparação Good after repair	=	Aceitável após reparação Acceptable after repair	X
-------------	---	-------------------------	---	-------------------	---	---	---	---	---

Notação da interpretação ISQ/IIW - (API 1104) - [EN ISO 5817]

A - Inclusões gasosas Gas inclusions	(P) - [2011/2014/2017]	C - Falta de fusão Lack of fusion	(IF) - [401]	Fd - Excesso de penetração Excess penetration	(EP) - [504]
Aa - Poros esféricos Spherical pores	(P) - [2012]	Ca - Falta de fusão entre cordões Lack of inter-run fusion	(IFD) - [4012]	Fe - Abatimento da raiz Root concavity	(IC) - [515/5013]
Ab - Poros vermiformes Wormholes	(HB) - [2016]	Cb - Falta de fusão na raiz Lack of root fusion	(IPD) - [4013]	Ff - Oxidação da raiz Root porosity	[516]
Ac - Ninho de poros Clustered porosity	(CP) - [2013]	D - Falta de penetração Lack of penetration	(IP) - [402]	G - Inclusões de fluxo Flux inclusions	[302]
Ad - Cavidade alongada Elongated cavity	(HB) - [2015]	E - Fendas ou fissuras Crack	(C) - [100]	H - Inclusões de metais Metallic inclusions	[304]
Ae - Poro de cratera na raiz Root crater pore	(BT)	Ea - Fissuras longitudinais Longitudinal cracks	(C) - [101]	J - Inclusões de óxidos Oxide inclusions	[303]
B - Inclusões de escória Slag inclusions	(ISI) - [301]	Eb - Fissuras transversais Transversal cracks	(C) - [102]	K - Cratera Shrinkage cavity	(IC) - [202]
Ba - Quaisquer Any	[3013]	Ec - Fissuras de cratera Crater cracks	(CC) - [104]	Ka - Cratera na raiz (recomeço) Crater pipe	(IC) - [2024]
Bb - Alinhadas Aligned	[3011]	F - Bordos queimados Undercut	(EU) - [5011]	L - Expulsão de metal Metal expulsion	
Bc - Alternadas Alternated	[3013]	Fa - Sulcos superficialmente preenchidos Sagging/Incompletely filled groove	(EC) - [511/509]	T - Inclusões de Tungsténio Tungsten inclusion	(TI) - [3041]
Bd - Defeitos de rebabagem Grinding defects	[604]	Fb - Sulcos na raiz Root concavity/Shrinkage groove	(IU) - [515/5013]	Q - Qualquer descontinuidade para além da falta de fusão, penetração ou bordos queimados	(AD) - [600]
Be - Def. Na mudança de eléctrodo Poor restart	[517]	Fc - Excesso de metal Excess weld metal	[502]		

AV. PROF. DR. CAVACO SILVA, N. 33 TALAIDE - TAGUSPARK APARTADO 119 EC OEIRAS 2781-951 OEIRAS - PORTUGAL

TELEFONE (351)214228100 - FAX (351)214229404

ASSOCIAÇÃO DE UTILIDADE PÚBLICA SEM FINS LUCRATIVOS - CONS. REG. COM. CASCAIS SOB O N. 23 - OEIRAS - PESSOA COLECTIVA N. PT 500140022

ESTE RELATÓRIO SÓ PODE SER REPRODUZIDO INTEGRALMENTE / THIS REPORT CAN ONLY BE REPRODUCED INTEGRALLY

LABEND 1/001/2006

Anexo B - Ensaaios não destrutivos

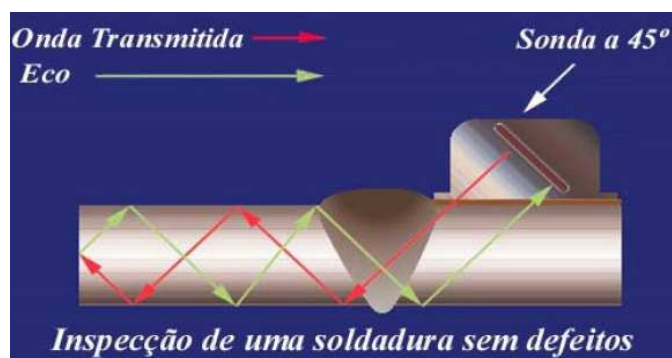
[B.2] Descrição sumária das particularidades e procedimentos dos ensaios não destrutivos por ultra sons às soldaduras dos tubos do *pipeline* estudado, assim como a classificação dos defeitos de soldadura.

-Inspeção por ensaios por: *ultra sons UT*

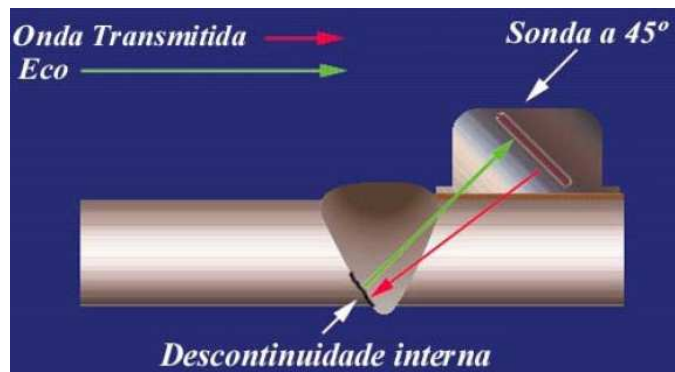
São utilizados os ultra-sons em espessuras de tubos superiores a 7.0mm . Aplicam-se emissões sonoras transversais e longitudinais na detecção de defeitos de laminagem nas extremidades dos tubos, antes da soldadura; e energia sonora transversal (sondas com ângulo de 70° e frequências normais de 2 a 4 MHz calibradas com IIW para espessuras de 7 a 13 mm) para inspeccionar as soldaduras no tubo, circunferencial mente.



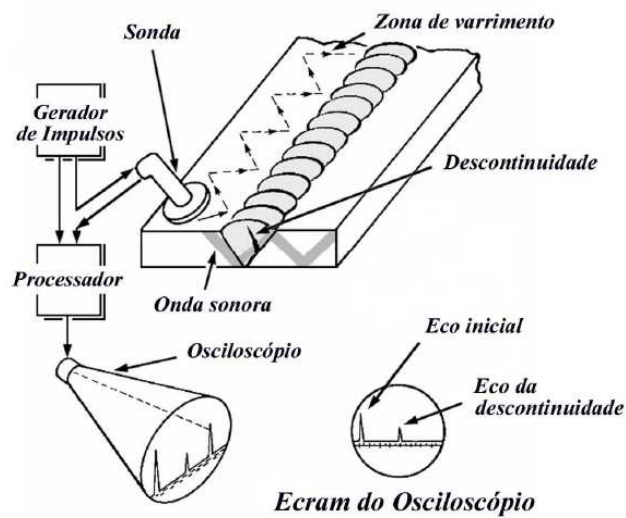
- Ensaio por ultra sons *P-scan*, Abrantes



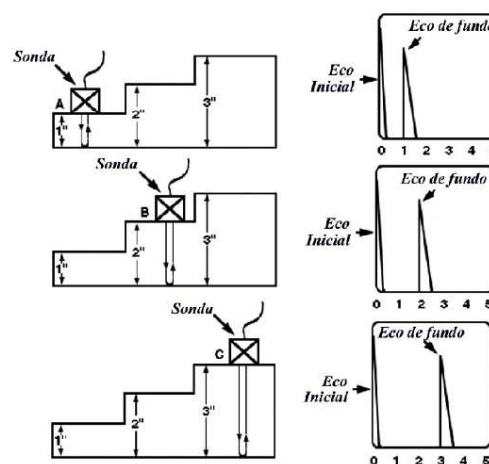
- Ensaio por ultra sons caracterizando os defeitos na soldadura



- Ensaio por ultra sons caracterizando os defeitos na soldadura



- Metodologia do ensaio por ultra sons na soldadura



- Procedimento de calibração de sondas e calibre



LABEND - Laboratório de Ensaios Não Destrutivos
LABEND - Non Destructive Testing Laboratory

IPAC
acreditação

L0050
Ensaios

RELATÓRIO DE CONTROLE POR ULTRA - SONS
ULTRASONIC INSPECTION REPORT

Obra Nº: 07.00007.42.0 Job N.	Relat. Nº: 4 Report N.	01US	Cliente: Rocha Soares Client	Página: 1/1 Page
----------------------------------	---------------------------	------	---------------------------------	---------------------

Instalação / Complex Tubo de Douramento de Rocha Soares

Elemento(s) controlado(s)
Inspected elements Soldadura topo-a-topo

Área controlada
Inspected area 100% da soldadura e zona termicamente afectada

FASE DE INSPECÇÃO / INSPECTION MOMENT:

Matéria prima Raw material	<input type="checkbox"/>	Controle de construção Construction inspection	<input type="checkbox"/>	Controle de manutenção In service inspection	<input checked="" type="checkbox"/>	Remoção de defeitos Defects removal	<input type="checkbox"/>
Antes T. Térmico Before HT	<input type="checkbox"/>	Após T. Térmico After HT	<input type="checkbox"/>	Após reparação After repair	<input type="checkbox"/>		

CONTROLE DE / EXAMINATION:

Soldadura Weld	<input checked="" type="checkbox"/>	Chapa Plate	<input type="checkbox"/>	Tubo Pipe	<input type="checkbox"/>	Aderência Bond	<input type="checkbox"/>	Vazados Casting	<input type="checkbox"/>	Outros Other	<input type="checkbox"/>
Material base Parent material	Aço Carbono	Material de adição Filler material	—	Chanfro Groove	V	Esquema Schem	—	Espessura Thickness	9	mm	
Processo de soldadura Welding process	111										

CONDIÇÕES DE ENSAIO / TESTING CONDITION:

Estado da superfície Surface condition	Adequado ao ensaio		
Ensaio de acordo com Test performed according	ASME V	Critério de aceitação Acceptance criteria	Pesquisa de evolução de defeitos
Nível de avaliação Evaluation level	20% DAC	Nível de registo Recording level	50% DAC
		Nível de referência Reference level	100% DAC

EQUIPAMENTO / EQUIPMENT:

Marca do equipamento Equipment brand	KRAUTKRÄMER	Modelo Model	USM 35	Nº	USA-28
--------------------------------------	-------------	--------------	--------	----	--------

Sondas / Probes:

Marca Brand	Ref.	S / N	Ang. (°)	Freq. (MHz)	Dimensão Size (mm)	Feixe Beam (1)	Mod. (2)	Nº de crist. N. of transd.	Distância Distance (mm)	Escala Scale (mm)	Sensibilidade Sensitivity (Block/Block)
KRAUTKRÄMER	MSEB 4	10923	0	4	16	D	L	2	ISO 7963 BV2-13	50	BAV-07
KRAUTKRÄMER	MWB70 4	2309	70	4	8X9	A	T	1	ISO 7963 BV2-13	100	BAV-07

Acoplante / Couplant	Água com cola	Transferência / Transfer correction	2 dB
----------------------	---------------	-------------------------------------	------

RESULTADOS / RESULTS:

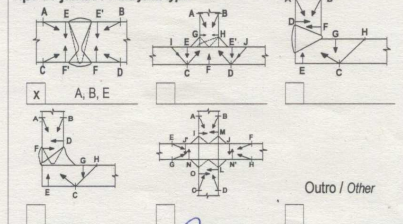
(Os resultados do ensaio referem-se exclusivamente aos itens ensaiados / The results only concern the tested items)

Conforme critério de aceitação In accordance with acceptance criteria	<input checked="" type="checkbox"/>
Não conforme critério de aceitação Not in accordance with acceptance criteria	<input type="checkbox"/>
Indicações registadas na peça Registered indications	<input type="checkbox"/>

Observações / Observations:

Não foram encontrados quaisquer defeitos tipo fissura que indicassem a evolução a partir de defeitos já existentes.

Tipo de juntas / Weld joint type:



Local / Place ISQ-Deiras Data / Date 08-10-2007

Nome, assinatura do controlador Technician Name and Signature Paulo Tenera

Nível / Level II

Responsável Responsible Paulo Tenera

Nível / Level II

(1) D - Direito/Straight A - Angular (2) L - Longitudinal T - Transversal S - Superficial

AV. PROF. DR. CAVACO SILVA, N. 33 TALAIDE - TAGUSPARK APARTADO 119 EC OIRAS 2781-951 OIRAS - PORTUGAL
TELEFONE (351) 214228100 - FAX (351) 214228404
ASSOCIAÇÃO DE UTILIDADE PÚBLICA SEM FINS LUCRATIVOS - CONS. REG. COM. CASCAIS SOB O N. 23 - OIRAS - PESSOA COLECTIVA N. PT 500140022

Anexo C

Modelo experimental - Protótipo mecânico.

[C.1] 1º Teste na superfície do tubo

Metodologia de ensaio por extensometria eléctrica, ao tubo instrumentado no seu interior com os extensómetros, em conformidade com a localização calculada, para na superfície externa serem monitorizadas as acções de carregamento, medidas (através da célula de carga) e armazenadas (equipamento informático de recolha de dados), de acordo com o Modelo experimental, simulando de forma real, uma vala de enterramento do tubo envolto em areia, tendo este protótipo (mecânico) as dimensões de 3100x1000x1500mm.



HBM_CATMAN12_DATAFILE

####

16:13

CHAN 29

SEPA 32

MAXL 122

T(C1)	I0H	I0L	E0H	E0L	I45H	I45L	E45H	E45L	I90H	I90L	E90H	E90L	I135H	I135L	I180H	I180L	E180H	E180L	I225H	I225L	E225H	E225L	I270H	I270L	E270H	E270L	I315H	I315L
0	0	2	0	2	2	1	3	2	3	1	4	2	2	1	0	2	0	2	2	1	1	-1	0	-2	0	-2	-2	-1
5	0	2	0	1	2	1	2	2	2	1	4	2	2	1	0	2	0	2	3	1	1	-1	0	-2	1	-1	-2	-1
10	0	2	-1	1	3	1	3	2	2	1	4	2	2	1	-1	2	-1	2	3	1	2	-1	1	-2	1	-1	-2	-1
15	0	2	-1	1	3	1	3	2	2	1	4	2	2	1	-1	2	-1	2	3	1	2	-1	1	-2	1	-1	-2	-1
20	0	2	-1	1	3	1	3	2	3	1	4	2	2	1	-1	2	-1	2	3	1	2	-1	1	-2	1	-1	-2	-1
25	0	2	0	1	3	1	2	2	2	1	4	2	3	1	0	2	0	2	3	1	1	-1	-1	-2	0	-1	-2	-1
30	7	2	7	2	-2	1	-4	2	-2	1	-1	2	4	1	7	2	7	2	-1	2	-4	-1	-7	-1	-8	-1	-1	-1
35	19	1	24	2	-10	1	-17	3	-13	3	-15	2	7	1	28	0	29	2	-13	3	-17	-1	-21	-1	-28	-1	2	-1
40	31	1	39	2	-17	1	-25	3	-21	3	-24	2	8	1	39	-2	41	2	-20	4	-26	-1	-33	0	-45	-1	3	0
45	53	1	69	2	-29	2	-41	3	-39	6	-47	2	11	0	68	-4	72	1	-36	6	-42	-1	-50	0	-66	-1	5	-1
50	84	-1	110	1	-47	3	-63	4	-63	8	-77	3	17	0	107	-7	115	1	-56	9	-68	0	-78	1	-104	-1	6	0
55	103	-2	135	1	-57	4	-76	5	-81	9	-102	3	21	-1	141	-10	156	1	-75	11	-94	0	-110	3	-148	-1	2	0
60	153	-5	198	-1	-82	7	-101	5	-116	11	-146	3	29	-1	186	-12	206	1	-95	14	-119	0	-136	4	-180	-1	-1	1
65	180	-7	233	-1	-94	8	-114	6	-138	13	-175	4	35	-2	216	-14	241	1	-110	15	-137	1	-160	6	-210	-1	-4	1
70	212	-9	272	-2	-109	10	-129	6	-162	13	-206	4	42	-3	248	-14	280	2	-124	16	-157	1	-185	7	-243	-1	-11	2
75	245	-12	313	-3	-125	12	-145	7	-188	15	-241	4	51	-3	291	-15	336	3	-145	17	-190	1	-231	11	-306	0	-24	4
80	295	-16	374	-5	-153	16	-170	7	-228	17	-296	4	64	-4	349	-17	402	3	-169	19	-221	1	-271	13	-357	0	-35	6
85	322	-18	406	-5	-165	18	-181	8	-249	18	-322	4	70	-5	378	-18	437	4	-182	20	-239	1	-296	15	-390	0	-43	7
90	373	-22	465	-6	-189	21	-202	8	-285	20	-369	4	80	-6	426	-19	491	4	-200	22	-262	1	-327	17	-432	0	-53	9
95	390	-22	484	-6	-191	21	-204	8	-293	20	-376	4	81	-5	426	-20	491	4	-200	21	-260	1	-324	15	-427	0	-50	9
100	432	-26	530	-7	-210	24	-220	8	-321	22	-413	5	89	-6	466	-21	537	4	-217	23	-281	1	-354	18	-467	0	-60	10
105	475	-30	578	-8	-230	27	-236	9	-349	23	-450	5	97	-7	506	-22	583	5	-232	24	-302	1	-385	20	-509	0	-72	12
110	513	-33	620	-9	-246	29	-249	9	-376	24	-485	5	104	-7	543	-23	626	5	-247	25	-321	1	-414	22	-547	1	-81	14
115	550	-35	661	-9	-261	31	-261	9	-402	25	-518	5	113	-8	577	-24	665	6	-259	25	-337	1	-439	24	-582	1	-92	15
120	602	-41	720	-10	-291	37	-283	9	-444	27	-579	6	129	-9	652	-25	754	6	-286	27	-376	1	-505	29	-670	1	-119	20
125	676	-47	796	-12	-316	40	-303	10	-482	28	-623	6	137	-10	692	-26	797	6	-300	28	-392	1	-529	29	-701	1	-126	21
130	712	-49	836	-12	-329	41	-313	10	-510	30	-659	6	145	-10	729	-27	840	6	-313	28	-409	1	-557	31	-739	1	-135	23
135	704	-48	826	-11	-323	41	-309	10	-506	29	-653	6	144	-10	722	-27	832	6	-310	28	-405	1	-551	30	-732	1	-132	22
140	700	-47	822	-11	-320	40	-307	10	-505	29	-651	6	144	-10	720	-26	829	7	-309	28	-404	1	-548	30	-728	1	-131	22
145	696	-47	819	-11	-318	40	-305	10	-503	28	-649	6	144	-10	718	-26	826	7	-308	28	-403	1	-546	29	-725	1	-130	22
150	694	-46	816	-11	-316	40	-304	10	-502	28	-648	6	143	-9	716	-26	824	7	-308	28	-402	1	-544	29	-723	1	-129	22
155	692	-46	814	-11	-315	39	-302	10	-502	28	-647	6	142	-9	715	-26	823	7	-307	27	-401	1	-542	29	-721	1	-129	22
160	689	-46	811	-11	-313	39	-301	10	-501	28	-646	6	142	-9	714	-26	821	7	-307	27	-400	1	-540	28	-719	1	-128	22
165	687	-45	809	-10	-312	39	-300	10	-500	28	-645	6	141	-9	712	-26	820	7	-307	27	-399	0	-539	28	-717	1	-128	21
170	686	-45	807	-11	-311	39	-299	10	-499	28	-644	5	141	-9	711	-26	818	7	-307	27	-399	0	-537	28	-715	1	-127	21
175	684	-45	805	-10	-309	38	-298	10	-499	28	-643	5	140	-9	710	-26	817	6	-306	27	-398	0	-536	28	-713	1	-127	21
180	682	-45	803	-10	-308	38	-297	10	-498	28	-641	5	140	-9	709	-26	815	7	-306	27	-398	1	-534	28	-711	1	-126	21
185	680	-45	801	-10	-307	38	-296	10	-497	28	-640	5	140	-9	708	-26	814	7	-306	27	-397	0	-533	27	-709	0	-126	21

190	679	-44	799	-10	-306	38	-295	10	-496	27	-639	6	139	-9	708	-26	813	7	-306	27	-397	0	-531	27	-708	0	-125	21
195	677	-44	797	-10	-305	38	-295	10	-496	27	-638	5	138	-9	707	-26	812	6	-305	27	-396	0	-530	27	-706	0	-125	21
200	676	-44	795	-10	-304	38	-294	10	-495	27	-637	5	138	-8	706	-26	810	6	-305	27	-396	0	-528	27	-704	0	-125	21
205	674	-44	794	-10	-303	38	-293	10	-494	27	-636	5	137	-8	705	-26	809	7	-305	27	-395	1	-527	27	-702	0	-124	21
210	764	-55	885	-13	-354	47	-328	10	-537	30	-696	6	155	-11	773	-27	890	7	-325	28	-427	1	-592	34	-786	1	-154	26
215	812	-57	941	-13	-370	48	-343	11	-574	32	-742	7	164	-11	823	-29	946	7	-344	30	-450	1	-630	36	-836	1	-162	27
220	865	-61	998	-14	-391	52	-358	11	-610	33	-790	7	178	-12	874	-28	1013	8	-359	30	-479	1	-697	42	-929	3	-197	33
225	1002	-73	1141	-16	-451	61	-402	12	-691	36	-896	7	202	-14	984	-30	1136	9	-394	32	-522	1	-763	45	-1015	3	-218	36
230	1051	-76	1195	-17	-467	64	-414	12	-728	37	-944	7	212	-14	1033	-31	1194	8	-411	33	-543	1	-803	46	-1069	3	-232	39
235	1107	-80	1256	-17	-489	67	-429	13	-766	38	-993	7	224	-15	1083	-31	1257	9	-423	33	-565	1	-863	52	-1153	4	-263	44
240	1223	-91	1374	-20	-542	77	-464	13	-831	40	-1081	8	249	-18	1180	-32	1374	9	-452	33	-606	1	-944	58	-1261	4	-298	49
245	1228	-89	1384	-19	-538	75	-463	13	-843	40	-1094	8	250	-17	1190	-32	1386	8	-454	33	-609	1	-957	59	-1279	4	-302	50
250	1295	-95	1453	-21	-569	81	-485	14	-878	41	-1141	8	260	-18	1236	-32	1439	8	-469	33	-627	0	-982	58	-1313	4	-310	51
255	1284	-94	1443	-20	-561	79	-479	14	-876	40	-1137	8	259	-18	1231	-32	1433	8	-468	33	-624	1	-974	57	-1303	4	-305	51
260	1339	-99	1500	-21	-586	83	-496	14	-908	42	-1180	9	268	-19	1276	-33	1486	7	-482	34	-643	1	-1013	60	-1356	5	-323	54
265	1391	-103	1554	-22	-608	87	-510	14	-940	43	-1221	9	279	-19	1318	-33	1537	7	-495	35	-661	1	-1051	63	-1409	5	-340	56
270	1435	-106	1600	-23	-627	90	-523	15	-966	44	-1256	9	288	-20	1354	-33	1580	6	-504	35	-675	1	-1083	65	-1452	6	-354	59
275	1488	-111	1655	-24	-650	95	-539	15	-996	44	-1296	9	300	-21	1394	-33	1630	6	-516	35	-691	1	-1121	68	-1504	6	-372	61
280	1548	-114	1722	-24	-672	98	-554	15	-1040	46	-1353	10	311	-22	1451	-34	1697	5	-533	35	-714	1	-1168	70	-1569	7	-390	64
285	1633	-122	1813	-26	-719	106	-583	15	-1097	48	-1433	10	344	-25	1535	-33	1810	6	-554	35	-750	1	-1273	80	-1713	9	-444	73
290	1676	-123	1859	-25	-723	106	-588	16	-1122	48	-1460	10	337	-23	1558	-35	1826	4	-564	36	-756	1	-1265	76	-1703	8	-429	71
295	1666	-121	1850	-25	-716	105	-583	16	-1120	47	-1457	10	336	-23	1553	-35	1820	4	-563	36	-755	1	-1258	74	-1695	8	-424	70
300	1660	-120	1845	-25	-711	104	-581	16	-1119	47	-1455	10	335	-23	1550	-35	1817	4	-563	36	-754	1	-1255	73	-1691	8	-421	69
305	1655	-119	1840	-24	-707	104	-578	16	-1119	47	-1454	10	334	-22	1549	-35	1815	3	-563	36	-754	1	-1251	73	-1687	8	-418	69
310	1650	-118	1836	-24	-704	103	-576	16	-1118	46	-1453	10	333	-22	1548	-35	1813	3	-564	36	-755	2	-1247	72	-1682	7	-416	69
315	1646	-118	1831	-24	-701	103	-574	16	-1117	46	-1451	10	332	-22	1546	-35	1811	3	-565	36	-755	2	-1244	72	-1678	7	-414	68
320	1642	-117	1827	-24	-698	102	-572	16	-1116	46	-1450	10	331	-22	1544	-35	1809	3	-565	36	-754	2	-1240	71	-1674	7	-413	68
325	1638	-116	1823	-24	-695	102	-570	16	-1115	46	-1449	10	330	-22	1543	-35	1807	3	-566	36	-755	2	-1237	71	-1670	7	-411	68
330	1634	-116	1820	-23	-693	102	-568	16	-1115	46	-1447	10	329	-22	1542	-35	1805	3	-566	36	-755	2	-1234	70	-1666	7	-410	68
335	1631	-115	1816	-23	-690	101	-567	16	-1114	45	-1446	10	328	-22	1541	-35	1804	3	-566	36	-755	2	-1230	69	-1662	7	-409	67
340	1628	-115	1812	-23	-688	101	-565	16	-1113	45	-1444	10	327	-22	1540	-35	1802	3	-567	36	-755	2	-1227	69	-1658	7	-407	67
345	1625	-114	1809	-23	-686	101	-564	16	-1112	45	-1443	10	325	-22	1539	-35	1801	3	-568	36	-756	1	-1224	69	-1655	7	-406	67
350	1621	-114	1805	-23	-683	100	-562	16	-1111	45	-1442	10	325	-21	1538	-35	1799	3	-568	36	-755	2	-1221	68	-1651	7	-405	67
355	1618	-114	1802	-23	-681	100	-561	16	-1110	45	-1440	10	324	-21	1538	-35	1797	3	-569	36	-755	2	-1217	68	-1647	7	-404	66
360	1615	-113	1798	-23	-679	100	-559	16	-1109	45	-1439	9	322	-21	1537	-36	1796	3	-569	36	-756	2	-1214	67	-1643	7	-403	66
365	1612	-113	1795	-22	-676	100	-558	16	-1108	44	-1437	10	321	-21	1536	-36	1794	3	-570	36	-756	2	-1211	67	-1640	6	-402	66
370	1609	-112	1791	-22	-674	99	-556	16	-1107	44	-1435	9	319	-21	1535	-36	1793	2	-571	36	-756	2	-1207	66	-1636	6	-401	66
375	1606	-112	1788	-22	-672	99	-555	16	-1105	44	-1433	10	318	-21	1534	-36	1791	2	-571	36	-756	2	-1204	66	-1632	6	-400	66
380	1602	-112	1784	-22	-670	99	-554	16	-1104	44	-1432	9	317	-20	1533	-36	1789	2	-571	36	-756	2	-1201	65	-1628	6	-399	66
385	1599	-111	1781	-22	-668	98	-552	16	-1103	44	-1430	9	315	-20	1532	-36	1787	2	-572	36	-756	2	-1198	65	-1624	6	-398	65
390	1596	-111	1777	-22	-666	98	-551	16	-1101	44	-1428	9	314	-20	1531	-36	1785	2	-572	36	-756	1	-1195	65	-1621	6	-397	65
395	1593	-110	1773	-22	-664	98	-550	16	-1100	44	-1426	9	312	-20	1531	-36	1784	2	-573	36	-756	2	-1191	64	-1617	6	-396	65
400	1589	-110	1770	-22	-661	97	-548	16	-1098	43	-1424	9	311	-20	1530	-36	1782	2	-573	36	-755	2	-1188	64	-1613	6	-395	65
405	1586	-109	1766	-21	-659	97	-547	17	-1097	43	-1421	9	309	-19	1529	-36	1780	2	-573	36	-755	2	-1185	63	-1609	6	-394	65
410	1583	-109	1763	-21	-657	97	-546	17	-1095	43	-1419	9	307	-19	1528	-36	1777	2	-574	37	-755	2	-1181	63	-1605	6	-393	64
415	1580	-110	1759	-21	-657	97	-545	16	-1095	44	-1422	10	313	-20	1530	-36	1785	2	-567	36	-752	1	-1214	69	-1642	7	-405	66

420	1703	-126	1884	-25	-740	111	-596	16	-1143	48	-1491	10	350	-24	1592	-33	1875	4	-569	35	-770	1	-1317	82	-1774	9	-463	75
425	1821	-135	2007	-28	-788	119	-628	17	-1203	50	-1567	11	366	-25	1671	-35	1964	3	-593	36	-796	2	-1371	84	-1850	10	-485	79
430	1890	-140	2084	-29	-816	123	-647	17	-1248	51	-1626	11	380	-26	1726	-35	2032	3	-608	35	-817	2	-1424	87	-1924	11	-508	83
435	1963	-146	2163	-31	-848	129	-666	18	-1291	52	-1683	12	396	-27	1781	-36	2100	3	-623	36	-837	2	-1483	92	-2007	12	-535	87
440	2036	-152	2243	-32	-879	134	-686	18	-1335	53	-1740	12	412	-28	1835	-35	2168	3	-636	36	-856	2	-1541	96	-2088	14	-562	92
445	2110	-158	2326	-34	-913	140	-708	19	-1379	54	-1797	13	428	-29	1890	-36	2238	2	-652	36	-877	2	-1595	98	-2164	15	-583	95
450	2186	-165	2410	-36	-948	146	-729	19	-1422	55	-1853	13	446	-30	1942	-35	2306	2	-665	36	-894	2	-1652	102	-2245	16	-612	100
455	2263	-172	2497	-39	-983	152	-750	19	-1467	56	-1911	14	464	-31	1997	-35	2377	2	-679	35	-913	2	-1712	106	-2329	18	-641	104
460	2349	-183	2598	-42	-1034	162	-778	19	-1523	58	-1988	15	502	-35	2065	-33	2479	3	-690	33	-936	2	-1826	118	-2488	21	-701	113
465	2485	-196	2748	-45	-1090	172	-812	21	-1589	57	-2067	15	520	-36	2141	-33	2572	3	-710	33	-959	2	-1886	119	-2578	23	-728	117
470	2547	-201	2830	-48	-1114	176	-826	21	-1630	58	-2116	15	530	-36	2193	-34	2638	3	-724	33	-974	3	-1938	121	-2655	24	-749	121
475	2541	-200	2831	-49	-1107	175	-823	21	-1630	57	-2115	15	526	-35	2193	-34	2638	3	-724	33	-972	3	-1937	120	-2655	24	-745	120
480	2532	-198	2825	-49	-1100	174	-818	22	-1629	56	-2113	15	523	-35	2191	-33	2636	3	-725	33	-972	3	-1932	118	-2649	24	-738	119
485	2525	-198	2820	-49	-1095	173	-816	22	-1628	55	-2110	15	519	-35	2190	-34	2632	3	-725	33	-971	3	-1927	117	-2643	24	-735	119
490	2520	-197	2817	-49	-1091	173	-813	22	-1628	56	-2110	15	519	-34	2188	-34	2631	2	-725	33	-971	3	-1924	117	-2640	24	-732	118
495	2516	-196	2813	-48	-1087	172	-811	22	-1628	55	-2109	15	518	-34	2187	-34	2629	2	-726	33	-971	3	-1921	116	-2636	24	-729	118
500	2511	-195	2809	-48	-1083	171	-808	22	-1627	55	-2108	15	517	-34	2186	-34	2628	2	-727	33	-972	3	-1917	115	-2632	24	-727	118
505	2506	-195	2805	-48	-1080	171	-806	22	-1627	55	-2108	15	516	-34	2185	-33	2627	2	-728	33	-972	3	-1913	114	-2626	24	-724	117
510	2502	-193	2800	-48	-1076	170	-804	22	-1627	54	-2106	15	514	-34	2184	-34	2625	2	-730	34	-975	3	-1908	113	-2621	24	-722	117
515	2498	-193	2795	-48	-1073	170	-802	22	-1627	54	-2106	15	513	-34	2183	-34	2624	2	-731	34	-976	3	-1903	112	-2616	24	-720	116
520	2494	-192	2791	-48	-1070	169	-800	22	-1627	54	-2105	15	512	-34	2182	-34	2623	2	-733	34	-977	3	-1899	111	-2611	24	-718	116
525	2490	-192	2787	-47	-1067	169	-798	22	-1627	54	-2104	15	511	-34	2182	-34	2622	2	-734	34	-978	3	-1895	111	-2606	23	-716	115
530	2487	-191	2783	-47	-1063	169	-796	22	-1627	54	-2103	15	510	-34	2181	-34	2620	2	-735	34	-979	3	-1890	110	-2601	23	-714	115
535	2483	-190	2779	-47	-1060	168	-794	22	-1626	53	-2102	15	509	-33	2180	-34	2619	2	-737	34	-980	3	-1886	109	-2596	23	-713	115
540	2479	-190	2775	-47	-1057	168	-792	22	-1626	53	-2101	15	508	-33	2180	-34	2618	1	-738	34	-981	3	-1881	109	-2591	23	-711	115
545	2476	-189	2770	-47	-1054	167	-790	22	-1626	53	-2100	15	506	-33	2179	-35	2617	1	-740	34	-982	3	-1877	108	-2586	23	-709	114
550	2472	-189	2766	-46	-1051	167	-788	22	-1625	53	-2100	15	505	-33	2179	-35	2616	1	-741	35	-984	4	-1872	107	-2581	23	-708	114
555	2469	-188	2762	-46	-1047	166	-786	22	-1625	53	-2098	15	503	-33	2178	-35	2615	1	-743	35	-985	4	-1866	106	-2575	23	-707	114
560	2465	-187	2757	-46	-1044	166	-784	22	-1624	52	-2098	15	502	-33	2178	-35	2614	1	-745	35	-986	3	-1861	106	-2570	22	-706	113
565	2462	-187	2754	-46	-1040	165	-781	22	-1625	53	-2097	15	500	-32	2178	-35	2613	1	-747	36	-987	4	-1857	105	-2565	22	-703	113
570	2458	-186	2749	-46	-1037	165	-779	22	-1624	53	-2096	15	498	-32	2178	-36	2612	1	-748	36	-989	4	-1852	104	-2560	22	-701	113
575	571	-33	778	-11	-208	33	-194	15	-393	10	-516	12	9	9	628	-17	669	-17	-207	22	-232	9	-445	0	-670	8	-138	19
580	314	-15	493	-6	-111	19	-108	12	-233	4	-310	10	-13	9	376	-8	396	-17	-120	16	-126	6	-293	-7	-463	8	-86	10
585	161	-7	304	-5	-54	16	-44	9	-126	-1	-170	9	-18	8	188	2	203	-14	-52	9	-48	4	-182	-8	-309	9	-59	8
590	152	-7	292	-5	-51	15	-40	9	-120	-2	-163	9	-17	8	179	3	195	-13	-49	8	-45	4	-178	-8	-303	9	-58	8
595	149	-7	289	-5	-50	16	-38	9	-119	-2	-159	9	-16	7	175	3	190	-13	-47	8	-43	4	-175	-7	-299	9	-59	8
600	148	-7	287	-5	-50	16	-37	8	-117	-2	-158	9	-15	7	172	4	187	-13	-46	8	-41	4	-174	-7	-297	9	-59	8
605	149	-7	287	-5	-50	16	-37	8	-118	-2	-158	9	-15	7	172	3	188	-13	-46	7	-41	4	-175	-7	-297	9	-59	8

Anexo C

[C.2] 2º Teste na soldadura conforme

Metodologia do ensaio por extensometria eléctrica ao tubo instrumentado no seu exterior com os extensómetros montados na parede do tubo, em conformidade com a localização calculada para na superfície externa, serem monitorizadas as acções de carregamento, medidas (célula de carga) e armazenadas (equipamento informático de recolha de dados), de acordo com o Modelo experimental, simulando de forma real, uma vala de enterramento do tubo envolto em areia, tendo este protótipo (mecânico) as dimensões de 3100x1000x1500mm.



HBM_CATMAN12_DATAFILE

25-09-2006

14:33

CHANNELS: 11

SEPARATOR: 32

MAXLINES: 158

T(1L)	1L	2L	3L	RL	R45	TR	H1	H2	BL	BT	
130,00901		23	0	0	3	1	-1	2	-8	3	4
135,00001		21	0	0	3	0	-2	2	-7	3	4
140,00801		12	-6	-6	-13	-13	-9	13	7	14	3
145,00101		-746	-12	-11	-47	-35	-16	23	33	33	-2
150,00301		40	-12	-11	-49	-37	-15	24	36	35	-1
155,00101		20	-11	-11	-47	-35	-15	23	35	35	-1
159,99901		-752	-17	-17	-80	-58	-22	30	58	54	-5
164,99901		60	-16	-16	-79	-58	-21	30	58	54	-5
170,00001		54	-16	-15	-77	-56	-20	29	57	53	-5
175,00201		-763	-26	-25	-130	-94	-32	44	96	83	-9
179,99901		-772	-33	-34	-178	-132	-47	56	129	108	-11
185,00801		-782	-42	-43	-224	-168	-64	67	162	132	-12
190,00001		-791	-50	-53	-279	-216	-87	81	208	171	-12
195,00701		-808	-64	-66	-347	-265	-110	89	239	192	-12
199,99801		-815	-70	-71	-384	-294	-122	96	265	210	-12
205,00801		-822	-76	-77	-413	-318	-132	100	286	226	-12
209,99901		-830	-83	-83	-423	-330	-143	105	310	245	-12
215,00801		-839	-91	-89	-451	-357	-154	110	329	261	-11
220,00001		-836	-88	-87	-464	-354	-153	106	321	257	-12
225,00001		-835	-87	-86	-461	-353	-153	104	318	255	-11
230,00001		-834	-87	-85	-455	-352	-153	103	316	254	-12
235,00001		-833	-86	-84	-448	-351	-152	101	314	252	-12
240,00001		-832	-85	-83	-446	-350	-152	100	312	251	-12
245,00101		-831	-84	-82	-444	-349	-151	99	310	250	-12
250,00801		-830	-84	-81	-443	-347	-151	98	308	249	-12
255,00001		-830	-83	-81	-441	-346	-150	97	306	248	-13
260,00701		-829	-83	-80	-440	-345	-150	96	305	247	-13
265,00101		-829	-82	-79	-439	-345	-149	96	303	246	-13
270,00601		-828	-82	-79	-437	-344	-149	95	302	246	-13
275,00001		-827	-81	-78	-436	-342	-148	94	300	245	-13
280,00801		-827	-81	-78	-435	-340	-148	94	299	244	-13
285,00001		-826	-80	-77	-433	-340	-148	93	298	243	-13
290,00001		-826	-80	-76	-432	-338	-147	92	296	242	-13
295,00101		-825	-79	-76	-430	-337	-146	92	295	241	-14
300,00101		-825	-79	-76	-429	-336	-146	90	292	240	-14
305,00101		-837	-89	-88	-461	-359	-159	102	315	253	-9
310,00001		-834	-87	-85	-460	-356	-157	101	313	252	-11
315,00801		-833	-86	-84	-460	-355	-156	100	313	251	-11
320,00002		-833	-86	-84	-458	-353	-156	101	312	250	-11
325,00702		-837	-89	-87	-467	-360	-160	104	319	254	-9
329,99902		-836	-89	-86	-465	-358	-159	103	318	254	-10
335,00802		-835	-88	-85	-465	-358	-160	104	321	256	-8
340,00002		143	-96	-95	-498	-381	-168	112	345	271	-9
345,00602		141	-101	-99	-503	-395	-174	117	356	281	-9
350,00002		107	-105	-104	-530	-409	-178	121	377	290	-8
355,00202		143	-105	-103	-536	-416	-180	120	382	296	-10
359,99902		-860	-109	-107	-549	-427	-186	123	384	304	-9
365,00002		97	-108	-105	-545	-423	-185	121	381	301	-9

370,00202	-17	-107	-104	-541	-422	-184	120	378	300	-9
375,00002	-656	-106	-104	-537	-420	-184	119	376	299	-10
380,00702	141	-106	-102	-534	-419	-183	119	374	297	-10
384,99902	116	-105	-101	-532	-417	-182	118	371	296	-10
390,00702	93	-106	-101	-534	-418	-183	118	372	297	-9
395,00102	131	-105	-102	-535	-418	-183	117	371	296	-9
400,00802	125	-105	-102	-533	-418	-183	117	370	295	-10
405,00102	79	-104	-101	-532	-416	-182	116	368	295	-10
410,00002	97	-104	-100	-531	-415	-182	116	367	294	-10
415,00502	-875	-123	-122	-613	-468	-204	132	418	331	-9
420,00202	-894	-140	-142	-681	-529	-225	142	469	371	-4
424,99902	23	-156	-170	-732	-583	-248	148	513	408	-1
429,99902	115	-173	-193	-803	-641	-272	154	561	448	0
435,00002	136	904	-198	-828	-660	-278	150	569	461	-3
440,00002	128	898	-235	-933	-720	-313	149	634	512	1
445,00702	119	894	-251	-995	-781	-339	150	674	546	6
450,00002	124	863		-1070	-846	-371	154	713	583	-6
455,00802	129	-230		-1056	-876	-373	150	702	575	-18
460,00002	131	782		-1043	-867	-371	148	696	573	-22
465,00802	128	841		-1036	-840	-368	147	693	571	-25
470,00002	129	826		-1029	-834	-366	147	688	569	-27
475,00002	66	854		-1024	-830	-364	146	684	567	-29
480,00002	134	868		-1018	-825	-361	146	680	568	-32
484,99902	131	882		-1014	-822	-360	145	676	567	-33
489,99902	105	883		-1009	-818	-358	145	672	565	-35
495,00002	124	885		-1004	-814	-355	146	669	564	-35
500,00002	134	873		-1001	-812	-354	144	664	562	-37
505,00002	135	879		-997	-809	-352	144	660	560	-38
510,00202	134	883		-993	-805	-350	144	656	558	-39
515,00102	139	890		-989	-803	-349	144	652	556	-40
520,00802	137	887		-986	-800	-347	144	648	554	-41
525,00102	137	887		-981	-795	-344	145	646	552	-41
530,00003	106	876		-979	-794	-344	144	641	550	-42
535,00203	120	872		-1030		-371	144	682	571	-30
540,00003	119	-261		-1165		-416	149	774	640	-19
544,99903	92	832		-1244		-451	149	831	684	-15
549,99903	69	837		-1326		-479	153	876	722	-20
555,00103	90	830		-1414		-518	149	938	770	-20
560,00003	85	843		-1510		-560	147	999	821	-26
565,00003	74	852		-1558		-565	195	971	798	-40
570,00003	-464	776		-1545		-561	200	967	795	-42
575,00003	-4	855		-1540		-561	198	957	790	-46
579,99903	79	857		-1536		-558	199	953	789	-47
585,00803	-26	855		-1531		-555	198	950	785	-50
590,00003	25	858		-1525		-552	198	941	782	-52
595,00103	49	858		-1519		-550	198	934	779	-53
600,00003	21	860		-1513		-548	198	932	776	-55
604,99903	-11	862		-1508		-545	199	923	773	-56
610,00003	48	862		-1503		-542	199	917	769	-58
615,00103	73	862		-1498		-540	200	912	766	-59
620,00003	52	861		-1494		-538	200	907	763	-60
625,00103	95	860		-1489		-535	201	901	760	-61
630,00103	97	860		-1484		-533	202	896	757	-63
635,00003	94	862		-1480		-531	202	891	754	-64
640,00003	90	864		-1476		-529	203	885	751	-65
644,99903	98	863		-1472		-527	203	880	748	-66

650,00603	89	863	-1468	-525	204	875	745	-67
654,99903	61	863	-1464	-523	205	870	742	-68
660,00003	69	859	-1460	-522	205	868	739	-68
665,00003	86	859	-1457	-520	206	863	736	-69
670,00003	-759	698	-9	-116	-17	-46	3	-86
675,00103	-762	-15	31	-119	-20	-49	-5	-84
680,00003	-763	-15	19	-124	-20	-52	-4	-83
685,00103	-750	-15	20	-126	-19	-55	-5	-83
690,00103	-762	-15	20	-128	-19	-56	-4	-83
694,99903	-763	-15	22	-125	-16	-54	-2	-81
700,00003	-763	-15	21	-128	-18	-56	-4	-83
705,00003	-763	-15	21	-129	-19	-57	-4	-83
709,99903	-761	-15	21	-129	-18	-52	-4	-83
714,99803	-763	-16	22	-129	-17	-51	-4	-83
719,99903	-762	-14	30	-129	-19	-52	-5	-83
725,00003	-762	-14	27	-129	-18	-53	-5	-83
730,00003	-763	-15	22	-130	-18	-52	-5	-83
735,00103	-763	-15	23	-130	-17	-55	-5	-83
739,99904	-763	-16	37	-129	-12	-53	-5	-80
745,00104	-763	-16	35	-131	-13	-56	-7	-82
750,00004	-764	-16	35	-132	-13	-56	-8	-81
755,00004	-763	-16	40	-133	-9	-63	-12	-80
759,99904	-763	-16	41	-133	-8	-59	-13	-80
764,99904	-762	-16	44	-134	-14	-65	-13	-80
769,99904	-760	-16	39	-133	-14	-65	-13	-80
775,00004	-761	-14	39	-132	-14	-62	-11	-81
780,00204	-762	-16	42	-134	-14	-70	-13	-80
784,99904	-758	-16	45	-134	-12	-69	-14	-79

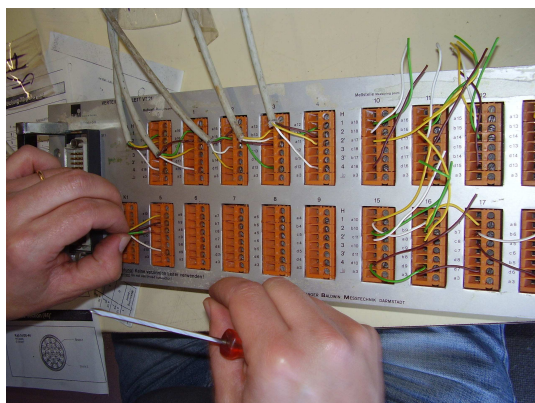
Anexo C

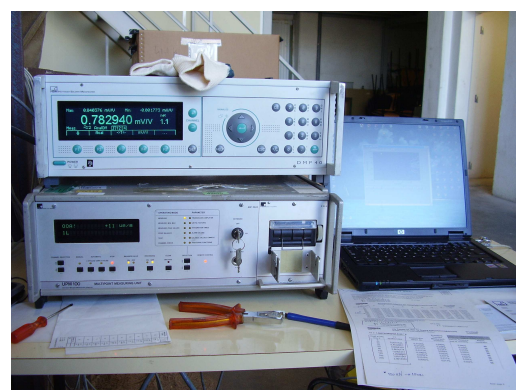
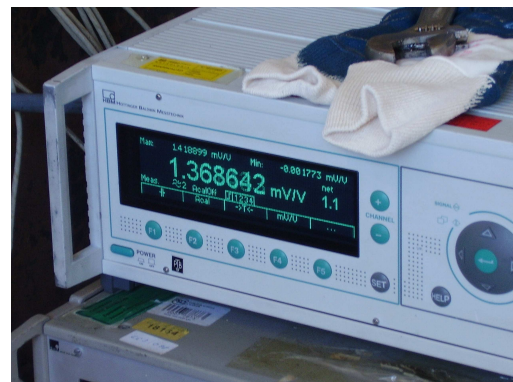
[C. 3] 3º Teste na soldadura com defeito

Metodologia do ensaio de extensometria eléctrica ao tubo instrumentado no seu interior, com os extensómetros montados na parede do tubo, em conformidade com a localização calculada para serem monitorizadas as acções de carregamento, medidas (célula de carga) e armazenadas (equipamento informático de recolha de dados), de acordo com o Modelo experimental, simulando de forma real, uma vala de enterramento do tubo envolto em areia, tendo este protótipo (mecânico) as dimensões de 3100x1000x1500mm.









HRM_CATMAN12_DATAFILE

#####

11:54

CHANNEL: 11

SEPARATI 32

MAXLINE: 304

T(1L)	1L	2L	3L	RL	R45	TR	H1	H2	BL	BT
0	3	3	3	3	5	11	12	-1	4	-13
5	3	3	3	3	5	10	11	-2	4	-12
10,002	3	3	2	3	5	11	11	-1	4	-12
15,002	1	1	1	-2	12	27	16	-16	7	-30
20,001	-2	-4	-5	-18	47	103	39	-56	12	-83
25,001	-2	-4	-5	-18	47	103	40	-56	12	-84
29,999	-3	-6	-7	-25	63	138	51	-75	15	-112
34,999	-4	-9	-11	-33	79	174	61	-94	18	-139
40,003	-4	-9	-12	-36	86	188	65	-102	18	-152
45,007	-6	-12	-16	-46	103	230	73	-130	22	-181
50,002	-6	-14	-17	-49	111	242	79	-132	23	-194
55,01	-6	-14	-18	-51	116	253	83	-139	24	-204
60,001	-5	-13	-17	-48	112	243	82	-132	23	-199
65	-5	-13	-16	-47	110	240	82	-130	23	-197
70	-5	-12	-16	-47	110	238	81	-129	23	-196
75,001	-5	-12	-16	-46	109	236	81	-128	23	-195
79,999	-4	-12	-16	-46	109	235	81	-127	22	-194
85,001	-4	-12	-16	-46	108	234	81	-126	22	-194
90,008	-4	-12	-16	-45	108	232	80	-125	22	-193
95	-4	-12	-15	-45	108	231	80	-125	22	-192
100,008	-4	-12	-16	-45	107	230	79	-124	22	-192
104,999	-6	-15	-20	-55	126	274	90	-153	27	-229
110,008	-6	-18	-24	-62	141	307	98	-168	28	-250
114,999	-7	-20	-27	-68	155	338	104	-186	31	-272
120,008	-4	-19	-26	-66	150	321	101	-176	30	-266
125,001	-5	-20	-28	-70	156	335	101	-185	31	-274
130,002	-5	-20	-27	-69	155	334	102	-184	31	-274
135,001	-5	-22	-29	-72	161	345	103	-192	32	-285
140,001	-6	-25	-33	-76	173	370	105	-207	34	-298
145	-6	-26	-34	-80	178	380	108	-214	35	-308
150	-6	-27	-36	-85	186	398	114	-224	36	-323
155,007	-5	-28	-37	-88	193	411	117	-231	37	-334
160,002	-8	-34	-43	-98	208	444	119	-252	40	-353
165,007	-6	-31	-41	-98	206	445	117	-262	42	-361
170,001	-7	-34	-45	-103	218	467	124	-265	42	-371
175,008	-6	-35	-46	-104	223	476	126	-270	43	-381
180	-6	-35	-47	-108	229	488	129	-277	44	-392
185,008	-4	-34	-45	-104	223	472	128	-267	43	-387
190	-6	-38	-50	-112	238	506	128	-289	45	-403
195,001	-5	-39	-51	-114	247	520	133	-297	47	-416
200,002	-5	-39	-52	-117	249	529	134	-302	48	-423
205,002	-3	-38	-50	-112	240	507	133	-287	46	-414
210,002	-3	-37	-49	-110	237	502	134	-283	46	-412
215,001	-3	-36	-48	-109	236	498	134	-281	45	-410
220,003	-3	-36	-48	-109	235	496	133	-279	45	-408
225,001	-3	-36	-47	-108	234	494	133	-278	45	-407
230,009	-3	-35	-47	-108	233	493	133	-277	45	-406
235,003	-3	-35	-47	-107	233	491	133	-276	45	-406
240,001	-3	-35	-47	-107	232	490	134	-275	45	-405
245,003	-2	-34	-46	-106	232	489	134	-274	44	-404
250	-2	-34	-46	-105	231	488	134	-273	44	-404
255,001	-2	-34	-46	-105	231	488	134	-273	44	-404
260,002	-2	-34	-46	-105	231	487	135	-272	44	-403
265,001	-2	-34	-46	-105	231	486	134	-272	44	-403
270,003	-3	-34	-46	-106	230	485	133	-272	44	-401
275,003	-3	-35	-47	-107	232	491	133	-277	45	-405
280,003	-4	-38	-51	-114	246	520	132	-296	47	-419
285,002	-5	-40	-54	-118	247	530	127	-313	50	-430

290,001	-5	-44	-58	-125	264	564	130	-324	50	-441
295,004	-5	-44	-59	-125	267	567	137	-324	51	-450
300,014	-4	-45	-60	-128	272	578	140	-330	52	-459
305,01	-4	-46	-61	-130	278	592	141	-338	53	-467
310,012	-3	-46	-62	-130	279	591	140	-337	54	-471
315,009	-5	-51	-67	-138	289	616	138	-354	55	-482
320,011	-3	-47	-63	-134	285	611	140	-359	57	-488
325,008	-3	-49	-65	-136	292	619	142	-353	55	-490
330,01	-3	-51	-68	-140	299	636	144	-364	57	-500
335,011	-4	-53	-71	-145	308	654	142	-376	59	-510
340,009	-4	-54	-73	-147	316	671	146	-385	60	-524
345,01	-2	-50	-69	-140	307	650	151	-369	58	-517
350,018	-2	-49	-67	-138	304	644	152	-365	57	-515
355,01	-4	-53	-73	-144	315	666	147	-383	59	-524
360,009	-2	-56	-76	-151	330	697	152	-403	61	-549
365,009	-2	-57	-79	-153	342	721	156	-418	65	-572
370,009	-3	-65	-90	-167	368	775	156	-453	68	-602
375,009	-1	-65	-93	-171	384	802	161	-467	70	-623
380,011	0	-64	-92	-167	386	805	165	-465	70	-633
385,018	1	-62	-90	-163	379	789	165	-454	69	-626
390,01	1	-61	-88	-160	376	783	166	-449	69	-623
395,01	1	-61	-87	-159	374	779	166	-446	68	-622
400,01	1	-60	-87	-158	372	775	166	-443	68	-620
405,017	2	-59	-86	-156	371	772	167	-441	68	-619
410,008	1	-59	-86	-156	370	770	167	-440	68	-618
415,017	1	-59	-86	-155	369	768	168	-438	68	-617
420,011	1	-59	-85	-154	368	766	168	-437	67	-616
425,012	1	-58	-85	-154	368	765	168	-436	67	-615
430,011	1	-58	-84	-153	367	763	168	-435	67	-615
435,01	1	-58	-84	-153	366	762	169	-434	67	-614
440,01	1	-58	-84	-152	366	761	169	-434	67	-614
445,01	1	-58	-84	-152	365	760	169	-433	67	-613
450,016	1	-57	-83	-151	365	759	170	-432	66	-613
455,01	-1	-69	-100	-172	402	835	157	-489	73	-648
460,017	0	-75	-107	-182	420	874	160	-513	76	-674
465,009	1	-77	-110	-186	431	904	162	-528	78	-692
470,018	3	-78	-114	-191	448	943	166	-547	81	-717
475,01	4	-82	-120	-197	465	978	166	-569	84	-742
480,018	5	-85	-126	-203	481	1011	167	-590	86	-765
485,008	5	-91	-134	-209	500	1050	165	-617	88	-789
490,012	7	-94	-141	-219	518	1085	165	-640	91	-815
495,01	10	-89	-134	-209	508	1059	173	-619	90	-814
500,01	9	-86	-130	-204	502	1047	176	-609	89	-810
505,01	8	-92	-139	-213	517	1078	167	-636	91	-821
510,009	11	-96	-146	-223	540	1124	168	-665	94	-851
515,017	11	-94	-143	-217	540	1120	173	-660	94	-856
520,009	11	-93	-142	-215	532	1104	175	-649	93	-851
525,017	12	-92	-140	-212	528	1097	177	-643	93	-849
530,011	12	-91	-138	-210	526	1091	179	-639	92	-847
535,018	12	-90	-137	-208	524	1088	180	-636	92	-846
540,01	11	-89	-136	-204	523	1085	181	-634	92	-845
545,009	11	-89	-136	-207	521	1082	181	-632	92	-843
550,009	11	-88	-135	-206	520	1079	182	-630	92	-842
555,01	11	-88	-135	-205	519	1077	183	-628	91	-841
560,008	11	-87	-134	-204	518	1075	183	-627	91	-840
565,011	11	-87	-133	-203	517	1073	184	-625	91	-840
570,011	11	-87	-133	-203	516	1071	184	-624	91	-839
575,011	11	-86	-132	-201	515	1069	186	-623	91	-840
580,006	11	-85	-132	-201	514	1068	186	-622	91	-839
585,01	11	-85	-131	-200	514	1067	187	-621	91	-839
590,01	11	-85	-131	-200	513	1065	187	-620	91	-838
595,009	11	-85	-130	-199	513	1064	188	-619	91	-838
600,01	11	-84	-130	-199	512	1063	188	-618	91	-837
605,01	10	-84	-131	-200	511	1062	188	-618	91	-836
610,009	11	-84	-130	-200	510	1061	189	-617	91	-836
615,011	11	-84	-130	-200	510	1059	189	-616	91	-836

620,008	11	-83	-129	-195	509	1058	190	-615	90	-836
625,01	11	-83	-130	-198	509	1057	190	-614	90	-835
630,009	11	-83	-129	-198	508	1056	190	-613	91	-835
635,009	11	-83	-129	-197	507	1055	191	-613	90	-834
640,01	11	-83	-129	-197	507	1054	191	-612	91	-834
645,018	11	-82	-129	-197	506	1053	190	-613	91	-834
650,01	6	-101	-155	-225	556	1159	158	-698	101	-878
655,009	13	-101	-156	-226	559	1177	166	-702	100	-893
660,009	15	-105	-166	-243	592	1228	163	-734	102	-922
665,009	16	-111	-175	-252	621	1284	159	-771	107	-953
670,011	17	-111	-176	-247	627	1297	163	-777	107	-968
675,011	18	-116	-187	-258	654	1346	157	-810	111	-996
680,01	17	-124	-199	-266	675	1393	150	-847	115	-1024
685,01	21	-119	-196	-265	677	1396	158	-844	115	-1034
690,01	22	-116	-190	-255	664	1369	164	-823	113	-1028
695,008	21	-114	-187	-252	659	1360	168	-815	112	-1026
700,009	21	-113	-185	-249	656	1354	171	-810	112	-1024
705,008	21	-111	-183	-248	654	1349	173	-806	111	-1023
710,017	20	-111	-182	-246	652	1345	175	-803	111	-1022
715,011	20	-110	-180	-245	650	1341	176	-801	111	-1021
720,011	20	-109	-180	-245	648	1338	177	-798	110	-1019
725,011	20	-109	-179	-244	647	1335	178	-796	110	-1018
730,01	20	-108	-179	-243	645	1332	179	-794	110	-1017
735,01	20	-107	-178	-242	644	1329	180	-792	110	-1017
740,008	20	-107	-177	-242	642	1327	181	-790	110	-1016
745,016	20	-107	-176	-241	641	1325	182	-789	110	-1016
750,01	19	-106	-175	-240	640	1322	183	-787	109	-1015
755,017	19	-106	-175	-240	639	1321	184	-786	109	-1014
760,012	19	-105	-174	-239	638	1319	184	-785	109	-1014
765,018	19	-105	-174	-239	637	1317	185	-783	109	-1013
770,01	19	-105	-173	-238	636	1315	186	-782	109	-1013
775,018	19	-104	-173	-237	635	1313	187	-781	108	-1012
780,009	19	-104	-174	-238	634	1311	186	-780	108	-1011
785,01	19	-103	-173	-237	633	1310	187	-778	108	-1011
790,01	19	-103	-173	-236	632	1308	188	-777	109	-1011
795,01	19	-103	-173	-236	631	1306	188	-777	109	-1010
800,01	17	-116	-193	-255	667	1380	159	-839	116	-1037
805,009	23	-124	-206	-269	697	1436	152	-873	118	-1065
810,018	26	-128	-214	-280	717	1476	149	-899	120	-1090
815,009	30	-131	-218	-285	736	1510	149	-921	123	-1114
820,017	29	-129	-217	-281	739	1514	156	-920	122	-1124
825,011	30	-128	-214	-277	731	1496	158	-906	121	-1119
830,018	29	-126	-211	-273	726	1487	162	-900	120	-1117
835,01	31	-124	-209	-271	723	1480	165	-895	119	-1115
840,017	28	-123	-207	-270	720	1475	167	-891	119	-1114
845,009	27	-122	-206	-268	718	1471	169	-887	119	-1112
850,01	28	-121	-204	-265	716	1467	172	-884	119	-1112
855,008	27	-120	-204	-267	714	1463	173	-881	119	-1110
860,011	22	-133	-224	-284	738	1519	146	-939	127	-1133
865,011	24	-135	-227	-287	748	1536	143	-949	127	-1139
870,011	26	-142	-237	-298	766	1575	133	-985	131	-1164
875,017	30	-139	-235	-296	772	1577	141	-972	129	-1164
880,009	32	-137	-232	-294	774	1574	145	-967	127	-1163
885,01	32	-134	-230	-291	766	1562	150	-957	126	-1161
890,008	31	-133	-226	-287	762	1554	155	-951	125	-1160
895,017	30	-131	-224	-283	759	1547	158	-946	125	-1159
900,009	30	-134	-230	-290	764	1559	150	-960	127	-1163
905,009	29	-133	-226	-286	762	1553	155	-954	126	-1162
910,011	29	-131	-225	-285	759	1547	157	-949	126	-1160
915,008	30	-130	-223	-282	756	1542	160	-944	125	-1159
920,01	30	-129	-220	-282	754	1537	162	-940	124	-1158
925,008	29	-128	-219	-281	752	1533	165	-937	124	-1157
930,008	29	-127	-217	-280	750	1529	167	-933	124	-1156
935,015	28	-126	-216	-278	747	1525	169	-930	123	-1155
940,015	28	-125	-215	-277	745	1522	171	-926	122	-1154
945,01	27	-124	-213	-276	743	1518	172	-923	123	-1153

950,0101	29	-141	-243	-302	792	1614	136	-1004	132	-1190
955,0091	36	-150	-259	-319	832	1686	124	-1052	136	-1229
960,0091	39	-147	-256	-318	838	1696	134	-1049	134	-1241
965,0091	38	-143	-250	-312	828	1679	144	-1035	132	-1238
970,0111	38	-141	-248	-309	823	1666	146	-1025	132	-1235
975,0101	37	-140	-245	-306	818	1657	150	-1018	131	-1233
980,0091	36	-138	-242	-304	814	1650	153	-1012	131	-1231
985,0101	35	-136	-240	-302	810	1644	157	-1008	130	-1230
990,0081	34	-135	-238	-301	807	1639	160	-1004	130	-1229
995,0101	33	-134	-236	-299	805	1634	162	-1000	129	-1228
1000,007	32	-133	-234	-298	802	1629	165	-997	129	-1227
1005,009	32	-132	-233	-296	800	1625	167	-994	129	-1226
1010,011	31	-131	-231	-295	797	1620	169	-991	129	-1225
1015,01	31	-130	-231	-294	794	1616	171	-988	129	-1224
1020,01	31	-129	-230	-294	792	1612	173	-985	128	-1223
1025,009	31	-129	-228	-291	790	1609	175	-983	128	-1223
1030,013	32	-128	-226	-290	789	1605	177	-981	128	-1223
1035,01	30	-127	-225	-291	787	1602	179	-979	128	-1222
1040,01	29	-126	-224	-290	785	1599	180	-977	128	-1221
1045,01	29	-126	-223	-289	783	1597	182	-975	128	-1221
1050,017	29	-125	-224	-290	781	1593	182	-972	127	-1219
1055,01	28	-125	-223	-289	779	1590	183	-970	127	-1218
1060,01	28	-124	-222	-289	777	1587	184	-968	127	-1218
1065,009	30	-124	-221	-283	776	1584	186	-967	127	-1218
1070,017	28	-123	-219	-286	775	1582	187	-965	127	-1217
1075,008	27	-122	-219	-286	774	1580	189	-964	127	-1217
1080,01	27	-122	-218	-285	772	1578	190	-962	126	-1216
1085,01	26	-122	-217	-284	771	1575	191	-961	127	-1216
1090,01	25	-123	-219	-287	770	1578	188	-969	128	-1218
1095,01	23	-133	-238	-303	791	1629	159	-1030	137	-1242
1100,01	28	-134	-240	-302	803	1640	158	-1017	133	-1236
1105,017	27	-132	-236	-299	800	1634	163	-1011	132	-1235
1110,009	27	-130	-237	-299	797	1627	165	-1006	131	-1233
1115,016	27	-129	-234	-297	794	1622	169	-1001	131	-1233
1120,012	26	-128	-232	-296	791	1617	172	-997	131	-1232
1125,018	26	-127	-230	-295	789	1612	174	-993	130	-1231
1130,009	26	-126	-229	-294	786	1608	176	-990	131	-1230
1135,018	24	-127	-228	-295	783	1607	176	-1003	134	-1237
1140,01	28	-143	-256	-317	833	1698	139	-1062	138	-1260
1145,009	38	-153	-275	-336	878	1780	122	-1113	140	-1299
1150,009	44	-162	-289	-351	911	1840	109	-1156	144	-1330
1155,011	47	-166	-299	-362	940	1892	105	-1191	147	-1360
1160,01	46	-158	-286	-349	923	1859	125	-1159	143	-1353
1165,01	45	-154	-280	-344	912	1839	133	-1143	141	-1349
1170,018	42	-151	-274	-340	904	1827	142	-1133	140	-1348
1175,009	40	-148	-271	-339	898	1819	147	-1128	140	-1347
1180,018	40	-146	-270	-337	892	1809	151	-1120	140	-1345
1185,01	39	-144	-266	-334	887	1800	156	-1113	139	-1343
1190,017	37	-143	-263	-333	882	1793	160	-1106	139	-1341
1195,009	37	-141	-260	-331	878	1786	164	-1101	139	-1340
1200,017	36	-139	-257	-328	875	1779	169	-1096	138	-1339
1205,01	35	-137	-255	-327	870	1773	172	-1091	138	-1337
1210,011	35	-136	-253	-325	867	1768	175	-1087	138	-1336
1215,009	34	-134	-252	-325	864	1762	177	-1083	138	-1335
1220,008	34	-134	-250	-323	861	1758	180	-1079	137	-1334
1225,006	33	-132	-249	-324	857	1752	181	-1076	138	-1331
1230,011	33	-131	-247	-322	855	1747	184	-1072	137	-1331
1235,017	32	-130	-245	-320	853	1743	187	-1069	136	-1330
1240,011	32	-129	-244	-319	850	1739	189	-1066	136	-1329
1245,018	27	-134	-249	-326	848	1744	183	-1085	141	-1336
1250,01	24	-139	-261	-336	865	1780	162	-1118	144	-1346
1255,01	26	-149	-276	-345	886	1824	140	-1164	150	-1366
1260,009	29	-160	-293	-358	919	1883	119	-1206	153	-1388
1265,003	34	-166	-302	-368	942	1925	110	-1228	154	-1401
1270,009	36	-161	-298	-367	946	1928	119	-1215	150	-1400
1275,009	35	-161	-299	-370	953	1943	119	-1226	152	-1408

1280,011	34	-156	-292	-366	942	1926	131	-1208	149	-1405
1285,01	34	-151	-288	-363	933	1910	140	-1195	147	-1402
1290,01	32	-149	-282	-360	927	1898	148	-1185	147	-1401
1295,009	31	-146	-278	-357	920	1888	155	-1177	146	-1400
1300,014	30	-144	-274	-355	915	1879	161	-1170	145	-1400
1305,01	30	-141	-272	-353	910	1870	165	-1165	145	-1398
1310,01	25	-150	-289	-368	927	1912	138	-1212	152	-1411
1315,01	27	-146	-285	-363	923	1901	147	-1196	149	-1407
1320,009	25	-148	-284	-363	921	1901	147	-1208	153	-1413
1325,01	27	-151	-293	-370	937	1927	136	-1217	152	-1416
1330,009	26	-148	-286	-366	930	1914	147	-1205	150	-1415
1335,01	25	-145	-281	-363	924	1903	155	-1196	149	-1414
1340,011	25	-142	-278	-362	919	1894	159	-1189	147	-1412
1345,01	25	-140	-276	-360	915	1886	162	-1180	147	-1410
1350,01	24	-138	-273	-358	911	1878	166	-1173	147	-1407
1355,01	24	-136	-269	-356	907	1871	171	-1167	147	-1406
1360,009	24	-135	-267	-355	904	1865	175	-1161	146	-1405
1365,004	19	-138	-273	-361	901	1871	168	-1187	152	-1413
1370,008	22	-151	-296	-376	937	1939	131	-1237	156	-1427
1375,011	28	-160	-313	-389	972	2000	111	-1272	156	-1448
1380,011	37	-170	-333	-403	1014	2072	91	-1320	158	-1482
1385,011	42	-173	-338	-409	1042	2119	90	-1340	159	-1506
1390,013	40	-169	-336	-410	1040	2124	97	-1342	160	-1511
1395,01	37	-162	-325	-404	1026	2102	116	-1320	158	-1509
1400,01	35	-158	-317	-400	1016	2085	129	-1306	157	-1507
1405,008	34	-153	-311	-397	1007	2071	139	-1294	156	-1506
1410,009	33	-150	-306	-394	1001	2059	146	-1284	155	-1504
1415,009	32	-147	-303	-391	995	2049	153	-1276	154	-1503
1420,017	31	-145	-299	-390	989	2039	158	-1268	154	-1501
1425,011	30	-143	-296	-388	984	2031	163	-1261	153	-1499
1430,018	30	-141	-293	-386	980	2024	167	-1255	153	-1498
1435,009	29	-139	-291	-384	976	2016	171	-1249	152	-1496
1440,008	29	-138	-289	-383	972	2010	174	-1244	152	-1495
1445,008	28	-136	-286	-382	969	2004	177	-1239	152	-1493
1450,01	28	-135	-285	-381	966	1998	180	-1235	151	-1492
1455,012	27	-134	-283	-380	963	1993	183	-1230	151	-1491
1460,01	27	-132	-281	-379	961	1988	185	-1226	151	-1489
1465,019	27	-132	-280	-378	958	1983	187	-1223	150	-1488
1470,009	26	-130	-279	-377	955	1979	189	-1219	150	-1487
1475,018	26	-129	-277	-376	953	1974	191	-1216	150	-1485
1480,011	26	-129	-276	-375	951	1970	193	-1212	150	-1484
1485,017	26	-128	-275	-374	949	1967	195	-1209	150	-1483
1490,01	25	-127	-274	-374	947	1963	196	-1207	149	-1482
1495,018	25	-126	-273	-373	945	1960	198	-1204	149	-1480
1500,01	25	-125	-271	-372	943	1956	199	-1201	149	-1479
1505,009	25	-124	-270	-372	941	1953	200	-1199	149	-1478
1510,008	25	-124	-270	-371	940	1950	202	-1196	149	-1477
1515,009	24	-123	-269	-370	938	1947	203	-1194	149	-1476
1520,008	20	-103	-241	-350	888	1848	235	-1116	144	-1432
1525,008	20	-104	-241	-350	887	1848	235	-1116	144	-1432
1530,007	20	-103	-242	-350	887	1848	235	-1115	144	-1432
1535,007	20	-103	-241	-350	887	1848	236	-1115	144	-1432
1540,006	20	-103	-241	-350	887	1847	236	-1115	144	-1432
1545,006	20	-103	-241	-350	887	1847	236	-1115	144	-1432
1550,006	20	-103	-241	-349	887	1847	236	-1115	145	-1432
1555,005	20	-103	-241	-349	887	1847	236	-1115	144	-1431
1560,005	20	-103	-241	-349	887	1847	236	-1114	145	-1431
1565,004	21	-103	-241	-349	887	1847	236	-1114	145	-1431
1570,004	20	-103	-241	-349	887	1846	236	-1114	145	-1431
1575,004	20	-103	-241	-349	886	1846	236	-1114	144	-1431
1580,003	20	-103	-241	-349	886	1846	236	-1114	145	-1431
1585,003	20	-103	-241	-349	886	1846	236	-1113	145	-1431
1590,002	20	-103	-241	-349	886	1846	236	-1113	145	-1431
1595,002	20	-103	-241	-349	886	1846	236	-1113	144	-1430
1600,002	21	-103	-241	-349	886	1845	236	-1113	145	-1430
1605,001	20	-103	-241	-349	886	1845	237	-1113	145	-1430

1610,001	21	-102	-240	-349	886	1845	237	-1112	145	-1430
1615	20	-102	-240	-349	886	1845	237	-1113	144	-1430
1620	21	-102	-240	-349	886	1845	237	-1112	145	-1430
1625	21	-102	-240	-348	887	1845	237	-1112	144	-1430
1629,999	21	-102	-240	-349	887	1845	237	-1112	145	-1430
1634,999	21	-102	-240	-348	885	1844	237	-1112	145	-1430
1639,998	21	-102	-240	-348	886	1844	237	-1111	145	-1429
1644,998	21	-102	-240	-348	886	1844	237	-1111	145	-1429
1649,998	21	-102	-240	-348	885	1844	237	-1111	145	-1429
1654,997	21	-102	-240	-348	885	1844	237	-1111	145	-1429
1659,997	21	-102	-240	-348	885	1844	237	-1111	145	-1429
1664,996	21	-102	-240	-348	885	1843	237	-1111	145	-1429
1669,996	21	-102	-240	-348	885	1843	237	-1111	145	-1429
1674,996	21	-102	-240	-348	885	1843	237	-1110	145	-1428
1679,995	21	-102	-240	-348	885	1843	237	-1110	145	-1428
1684,995	21	-102	-240	-348	885	1843	238	-1110	145	-1428
1689,994	21	-102	-240	-348	886	1843	238	-1110	146	-1429
1694,994	21	-102	-240	-348	885	1842	237	-1110	145	-1428
1699,994	21	-102	-239	-348	885	1843	238	-1110	145	-1428
1704,993	21	-102	-239	-348	886	1842	238	-1110	146	-1429
1709,993	21	-102	-239	-348	885	1842	237	-1109	145	-1428
1714,992	21	-101	-239	-347	885	1842	237	-1109	145	-1427
1719,992	21	-101	-239	-348	885	1842	238	-1109	145	-1427
1724,992	21	-101	-239	-347	885	1841	238	-1109	145	-1427
1729,991	21	-101	-239	-347	885	1841	238	-1108	145	-1427
1734,991	21	-101	-239	-347	885	1841	238	-1108	146	-1427
1739,99	21	-101	-239	-347	884	1841	238	-1108	145	-1427
1744,99	21	-101	-239	-347	884	1841	238	-1108	145	-1427
1749,99	21	-101	-239	-347	884	1841	238	-1108	145	-1427
1754,989	21	-101	-239	-347	884	1841	238	-1108	145	-1426
1759,989	21	-101	-238	-347	884	1840	238	-1108	145	-1426
1764,988	21	-101	-239	-347	884	1840	238	-1107	144	-1426
1769,988	21	-101	-239	-347	884	1840	238	-1108	144	-1427
1774,988	21	-101	-238	-347	884	1840	239	-1108	145	-1427
1779,987	21	-101	-238	-347	884	1840	238	-1108	144	-1427
1784,987	21	-101	-239	-347	884	1840	238	-1108	145	-1427
1789,986	21	-100	-239	-348	884	1839	237	-1108	144	-1425
1794,986	22	-100	-239	-347	884	1839	237	-1108	145	-1426
1799,986	22	-100	-238	-346	884	1839	237	-1107	145	-1426
1804,985	22	-100	-238	-346	884	1839	237	-1107	145	-1425
1809,985	22	-100	-239	-346	884	1839	237	-1108	146	-1426
1814,984	22	-100	-238	-346	884	1839	237	-1107	146	-1426
1819,984	22	-100	-238	-346	884	1838	237	-1107	146	-1425
1824,984	22	-100	-239	-347	884	1838	236	-1107	145	-1425
1829,983	22	-100	-239	-346	883	1838	236	-1109	146	-1426
1834,983	22	-100	-239	-347	884	1838	236	-1109	145	-1425
1839,982	21	-100	-239	-347	883	1838	236	-1108	146	-1426
1844,982	19	-103	-242	-351	885	1846	233	-1127	149	-1437
1849,982	19	-102	-243	-352	886	1848	230	-1127	148	-1435
1854,981	19	-102	-243	-352	887	1850	230	-1126	148	-1435
1859,981	19	-102	-244	-352	888	1850	229	-1125	148	-1434
1864,98	20	-102	-244	-351	888	1850	229	-1125	148	-1434
1869,98	20	-101	-244	-351	889	1850	229	-1124	148	-1434
1874,98	20	-101	-244	-350	889	1850	229	-1123	147	-1434
1879,979	20	-101	-243	-350	889	1850	229	-1123	148	-1434
1884,979	20	-101	-243	-350	889	1850	229	-1122	148	-1433
1889,978	20	-101	-243	-350	889	1850	229	-1122	148	-1433
1894,978	20	-101	-243	-350	889	1850	229	-1121	147	-1433
1899,978	20	-101	-243	-351	888	1850	228	-1121	147	-1432
1904,977	20	-101	-244	-351	889	1849	229	-1120	147	-1432
1909,977	20	-101	-244	-351	888	1849	229	-1120	147	-1432
1914,976	21	-101	-244	-351	888	1849	229	-1119	147	-1432
1919,976	21	-101	-244	-350	888	1848	229	-1119	147	-1431
1924,976	21	-101	-243	-350	888	1848	229	-1118	147	-1431
1929,975	21	-101	-243	-350	888	1847	229	-1117	147	-1431
1934,975	21	-100	-239	-346	893	1847	23	814	95	-940

1939,974	91	0	-77	-56	322	509	-69	-184	20	-229
1944,974	91	16	-51	-16	228	335	-59	-110	12	-142
1949,974	90	21	-43	-5	195	278	-54	-83	9	-106
1954,973	84	28	-30	9	153	210	-48	-57	6	-77
1959,973	84	29	-29	14	146	199	-48	-53	6	-72
1964,972	83	29	-28	13	143	195	-47	-51	6	-70
1969,972	84	29	-28	13	142	193	-48	-50	5	-69
1974,972	84	29	-28	14	141	191	-48	-49	5	-67
1979,971	84	29	-28	14	140	190	-48	-49	5	-67
1984,971	84	28	-29	14	140	190	-49	-48	6	-66
1989,97	85	27	-29	14	140	189	-49	-48	5	-66
1994,97	85	28	-29	15	139	188	-49	-47	5	-65
1999,97	85	28	-29	15	138	186	-49	-46	5	-64
2004,969	85	28	-29	15	138	185	-49	-46	5	-64
2009,969	85	28	-29	16	137	185	-49	-46	5	-64
2014,968	85	28	-28	16	137	185	-49	-45	5	-64
2019,968	85	27	-29	16	137	185	-50	-45	5	-63
2024,968	81	23	-27	22	125	163	-52	-41	5	-56
2029,967	79	24	-25	26	111	141	-51	-36	4	-51
2034,967	78	24	-26	23	114	149	-54	-39	4	-52
2039,966	79	25	-24	26	111	141	-51	-36	4	-52
2044,966	79	24	-25	24	112	146	-53	-37	4	-51
2049,966	80	26	-24	26	114	144	-51	-36	4	-49
2054,965	81	26	-24	24	118	153	-50	-34	4	-49
2059,965	81	25	-25	24	119	154	-51	-35	4	-49
2064,964	81	25	-25	24	118	155	-51	-35	5	-50
2069,964	80	25	-25	24	119	154	-51	-35	4	-50
2074,964	80	24	-25	24	120	156	-51	-35	4	-50
2079,963	80	25	-24	25	116	152	-48	-33	4	-51
2084,963	80	25	-25	24	118	154	-49	-33	5	-51
2089,962	81	25	-24	24	118	156	-49	-33	5	-51
2094,962	80	24	-24	25	117	153	-49	-33	5	-50
2099,962	80	24	-24	24	117	153	-49	-33	5	-50
2104,961	80	24	-25	24	117	153	-49	-33	5	-50
2109,961	80	24	-25	24	117	153	-50	-33	5	-50
2114,96	81	24	-26	24	118	153	-51	-33	5	-50
2119,96	80	24	-25	24	118	152	-51	-33	5	-50
2124,96	80	24	-25	24	118	155	-51	-34	5	-50
2129,959	81	25	-25	24	119	155	-52	-35	5	-51
2134,959	81	25	-25	24	118	158	-52	-35	5	-50
2139,958	81	25	-25	24	119	155	-50	-34	5	-50
2144,958	80	24	-24	24	119	157	-50	-34	5	-50
2149,958	81	24	-24	24	118	154	-50	-34	5	-50
2154,957	81	24	-24	24	118	154	-50	-34	5	-50
2159,957	81	24	-25	24	118	155	-50	-34	5	-50
2164,956	81	24	-25	24	118	155	-50	-34	5	-50
2169,956	81	24	-25	24	118	155	-50	-33	5	-50
2174,956	81	24	-25	24	118	155	-50	-33	5	-50
2179,955	81	24	-25	24	118	155	-50	-34	5	-50
2184,955	81	24	-25	24	118	155	-51	-34	5	-50
2189,954	81	24	-25	24	118	155	-51	-34	5	-49
2194,954	80	24	-25	25	117	154	-53	-34	5	-50
2199,954	81	24	-24	25	114	151	-51	-33	5	-49
2204,953	78	23	-25	25	119	151	-51	-34	5	-49
2209,953	80	24	-24	26	117	152	-50	-33	5	-50
2214,952	81	24	-24	26	116	151	-50	-32	5	-49
2219,952	81	24	-24	26	116	152	-50	-33	5	-49
2224,952	80	24	-24	26	117	152	-49	-33	5	-49
2229,951	80	24	-24	25	116	151	-52	-32	5	-47
2234,951	80	24	-24	25	117	151	-52	-32	5	-47
2239,95	80	24	-24	25	116	151	-52	-32	5	-47
2244,95	80	24	-24	25	116	151	-52	-32	5	-47
2249,95	80	24	-24	25	116	151	-52	-32	5	-47
2254,949	80	24	-24	25	116	151	-52	-33	5	-47
2259,949	80	24	-24	26	116	152	-51	-33	5	-48
2264,948	80	24	-24	26	116	151	-52	-33	5	-48

2269,948	79	24	-23	26	116	152	-51	-33	5	-49
2274,948	79	24	-23	26	116	152	-51	-33	5	-48
2279,947	80	24	-23	26	116	153	-51	-33	5	-49
2284,947	79	24	-24	26	116	153	-51	-33	5	-49
2289,946	80	24	-23	26	116	153	-51	-33	5	-49
2294,946	80	24	-23	26	117	153	-51	-33	5	-48
2299,946	80	24	-23	26	117	153	-51	-33	5	-49
2304,945	80	24	-24	26	117	153	-51	-33	5	-49
2309,945	80	24	-24	26	117	154	-51	-33	5	-49
2314,944	80	23	-24	26	117	154	-52	-33	5	-49
2319,944	80	24	-24	26	117	154	-51	-34	5	-50
2324,944	81	24	-24	26	118	152	-53	-34	6	-48
2329,943	80	24	-24	25	117	152	-52	-33	5	-48
2334,943	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-49
2339,942	81	24	-24	25	117	151	-52	-33	5	-49
2344,942	81	24	-24	25	118	152	-51	-33	5	-48
2349,942	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-48
2354,941	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-48
2359,941	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-48
2364,94	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-48
2369,94	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	5	-48
2374,94	81	24	-25	25	118	152	-52	-33	6	-49
2379,939	81	23	-25	25	118	152	-52	-33	6	-49
2384,939	81	23	-23	25	109	150	-51	-33	6	-49
2389,938	80	28	-25	25	113	144	-49	-32	6	-48
2394,938	79	25	-23	26	112	144	-51	-32	5	-46
2399,938	80	25	-24	26	114	144	-51	-32	5	-46
2404,937	80	25	-23	26	111	144	-51	-31	5	-46
2409,937	81	26	-23	26	114	147	-49	-30	6	-46
2414,936	80	25	-23	26	114	147	-50	-30	5	-46
2419,936	81	25	-23	26	114	146	-50	-30	6	-46
2424,936	81	28	-23	25	118	148	-49	-31	5	-46
2429,935	80	29	-21	23	118	155	-49	-32	6	-48
2434,935	80	25	-23	26	115	151	-49	-31	6	-46
2439,934	77	27	-20	26	104	145	-48	-32	6	-47
2444,934	79	29	-19	25	111	148	-44	-31	6	-44
2449,934	77	28	-20	26	111	149	-47	-28	6	-45
2454,933	79	26	-22	27	112	146	-48	-29	6	-44
2459,933	79	26	-22	27	111	144	-49	-28	5	-44
2464,932	78	26	-22	28	108	142	-48	-28	5	-44
2469,932	79	27	-21	27	111	145	-47	-27	6	-44
2474,932	79	27	-21	27	112	145	-48	-28	6	-43
2479,931	79	27	-22	27	111	143	-49	-27	6	-41
2484,931	79	27	-22	27	111	143	-49	-27	6	-41
2489,93	79	26	-22	27	111	143	-49	-27	6	-41
2494,93	79	26	-21	27	111	143	-49	-27	6	-41
2499,93	79	26	-21	27	111	143	-50	-27	6	-41
2504,929	79	26	-21	27	111	143	-49	-27	6	-41
2509,929	79	26	-22	27	111	143	-50	-27	6	-40
2514,928	79	26	-22	27	111	143	-49	-27	6	-40
2519,928	79	26	-22	27	111	142	-50	-27	6	-40
2524,928	79	26	-21	27	111	143	-50	-26	6	-40
2529,927	79	26	-22	27	110	142	-50	-26	6	-39
2534,927	79	26	-22	27	111	142	-50	-26	6	-39
2539,926	79	26	-22	27	111	142	-50	-26	6	-39
2544,926	79	26	-21	27	111	142	-50	-26	6	-39
2549,926	79	26	-21	27	111	142	-50	-26	6	-39
2554,925	79	26	-22	27	111	142	-50	-26	6	-39
2559,925	79	26	-22	27	111	142	-50	-26	6	-39

Anexo D – Ensaaios destrutivos

[D.1] Ensaaios por compressão

Metodologia dos ensaios destrutivos, através do ensaio de compressão a uma secção do tubo do *pipeline*, sujeita anteriormente a ensaios experimentais por extensometria eléctrica. O objectivo deste ensaio foi o de testar a resposta do material do tubo, face às cargas aplicadas, a verificação do limite elástico e a passagem ao domínio plástico: valores de força *kiloNewtons* versus deslocamento *milímetros*.

- Técnica experimental

Foi utilizado, o equipamento INSTRON modelo 8502 e respectivo suporte informático onde se aplicou directamente perante a superfície do tubo, um *punção* simulador de uma superfície rochosa, conforme Figuras seguintes.

- Constatações do ensaio realizado

Nesta situação específica de carregamento, mais desfavoráveis do que a situação real no terreno, o tubo não tendo as condições de suporte idênticas às da vala do *pipeline*: com o maciço arenoso envolvente e encontrando-se à profundidade mínima do de oitocentos milímetros do nível do solo, submetido á acção de carregamento externo, reage de forma diferenciada do Modelo experimental analisado anteriormente.

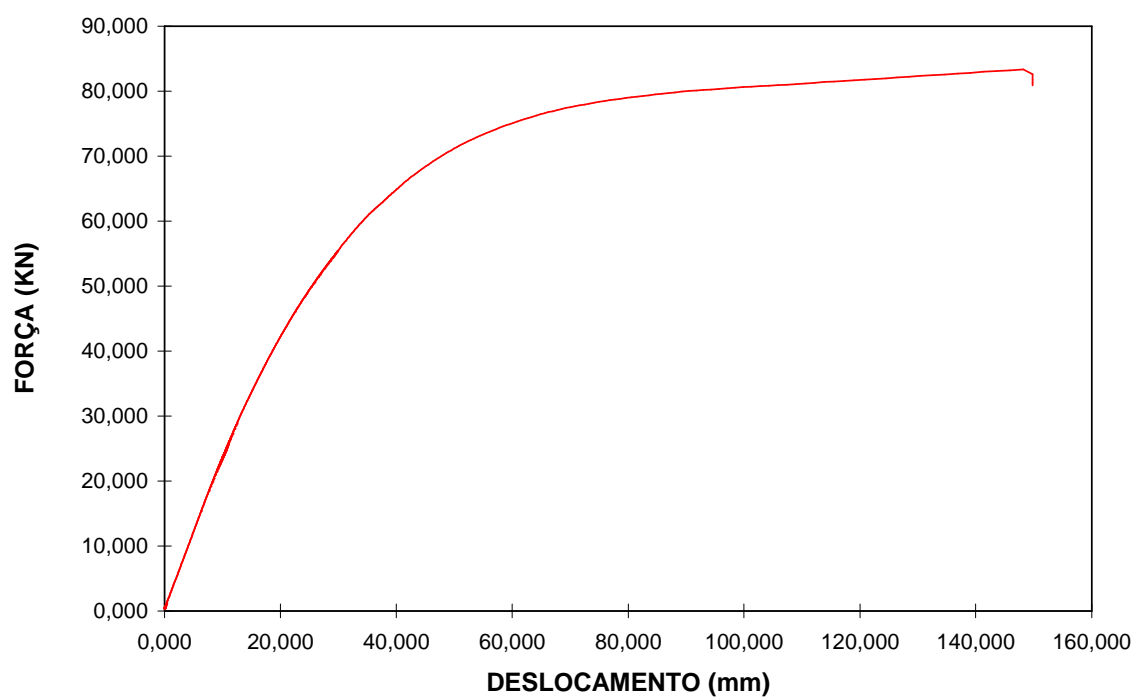
O limite elástico do material do tubo é ultrapassado, iniciando-se o domínio plástico a cerca de cinco toneladas.



- Ensaio por compressão ao tubo do Modelo experimental do *pipeline*, ISQ.



- Ensaio por compressão concluído, tubo no domínio plástico, ISQ.



- Valores do ensaio por compressão ao tubo: deslocamento v.s força, ISQ.

Anexo E

E - Modelo numérico de carregamento do tubo

[E.1] Modelação numérica por elementos finitos

Valores aplicados á modelação numérica do tubo por elementos finitos, através das aplicações numéricas: ABAQUS Standard version 6.5-1 com o post processador FEMSYS e NASTRAN Standard version 6.5, tendo por referência o tubo com características idênticas ao utilizado no Modelo experimental, simulando as acções de carregamento, a vala de enterramento e o tubo envolto em areia, em conformidade com o protótipo (mecânico) de dimensões 3100x1000x1500mm.

Cargas aplicadas vs pressão radial (deformação do tubo)

	F_{MAX} [N]	P_{radial} [MPa]
1	150000	0,7639
2	175000	0,8913
3	200000	1,0186
4	225000	1,1459
5	250000	1,2732
6	275000	1,4006
7	300000	1,5279
8	325000	1,6552
9	350000	1,7825
10	375000	1,9099
11	400000	2,0372
12	425000	2,1645
13	450000	2,2918
14	475000	2,4192
15	500000	2,5465
16	525000	2,6738
17	550000	2,8011

Anexo F

F - Programa de Manutenção baseado no Risco

[F.1] Aplicação do Modelo de Análise e Avaliação do Risco

Diagrama completo de aplicação do Modelo de análise e avaliação do Risco, implementado no terreno pelo Operador do pipeline, através da Manutenção, garantindo assim por monitorização preventiva e ou correctiva do mesmo, a Disponibilidade do Transporte de GN, controlando a condição estrutural do Sistema, demonstrável ao longo do Ciclo de Vida, perante as Entidades Reguladoras e Seguradoras a fiabilidade do Modelo.

MODELO DE ANÁLISE E AVALIAÇÃO DE RISCO

